

Metodologia de Atualização do Atlas Eólico Brasileiro

Elaborado por:



CAMARGO SCHUBERT
Engenharia Eólica

Fabiano de Jesus Lima da Silva
Odilon Antônio Camargo do Amarante
Ramon Moraes de Freitas
Paulo Emiliano Piá de Andrade
Frederico Eduardo da Cunha Estante

Para:

Agência de Cooperação

Técnica Alemã – GIZ

Deutsche Gesellschaft für

Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Novembro 2013



Por meio da:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



[Metodologia de Atualização do Atlas Eólico Brasileiro]

Elaborado por: Camargo Schubert Engenharia Eólica

Autores: Fabiano de Jesus Lima da Silva
Odilon Antônio Camargo do Amarante
Ramon Moraes de Freitas
Paulo Emiliano Piá de Andrade
Frederico Eduardo da Cunha Estante

Para: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Programa: Programa Energia, GIZ Brasil

No do Programa: ProFREE II: 12.2478.1-001.00

Coordenação: Juarez C. Lopes (EPE)

Roberto Castro (GIZ)

Novembro 2013

Informações Legais

1. Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelo(s) autor(es). No entanto, erros com relação ao conteúdo não podem ser evitados. Consequentemente, nem a GIZ ou o(s) autor(es) podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto ou indireto resultante do uso ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou direta ou indiretamente resultante dos erros, imprecisões ou omissões de informações neste estudo.
2. A duplicação ou reprodução de todo ou partes do estudo (incluindo a transferência de dados para sistemas de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida, desde que a GIZ seja citada como fonte da informação. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento escrito da GIZ.

1. Apresentação e Contexto

Nos últimos 15 anos a Camargo-Schubert desenvolveu importantes projetos de mapeamento eólico, como o Atlas Eólico Brasileiro (ELETROBRÁS-MME), mapeamentos regionais para dez estados (Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul), além do mapeamento de áreas para os principais desenvolvedores de projetos no Brasil e na América do Sul. Os trabalhos resultantes contribuíram notadamente para atrair e acelerar investimentos em energia eólica nestes estados.

Em 2004, com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), e mais recentemente, com os Leilões de Energia promovidos pelo governo federal, a energia eólica foi inserida definitivamente na matriz energética brasileira, ganhando destaque e competitividade frente às outras fontes.

Atualmente, o Brasil possui uma capacidade instalada de 2,75 GW de parques eólicos em operação, e até o final de 2017 serão 9,95 GW.

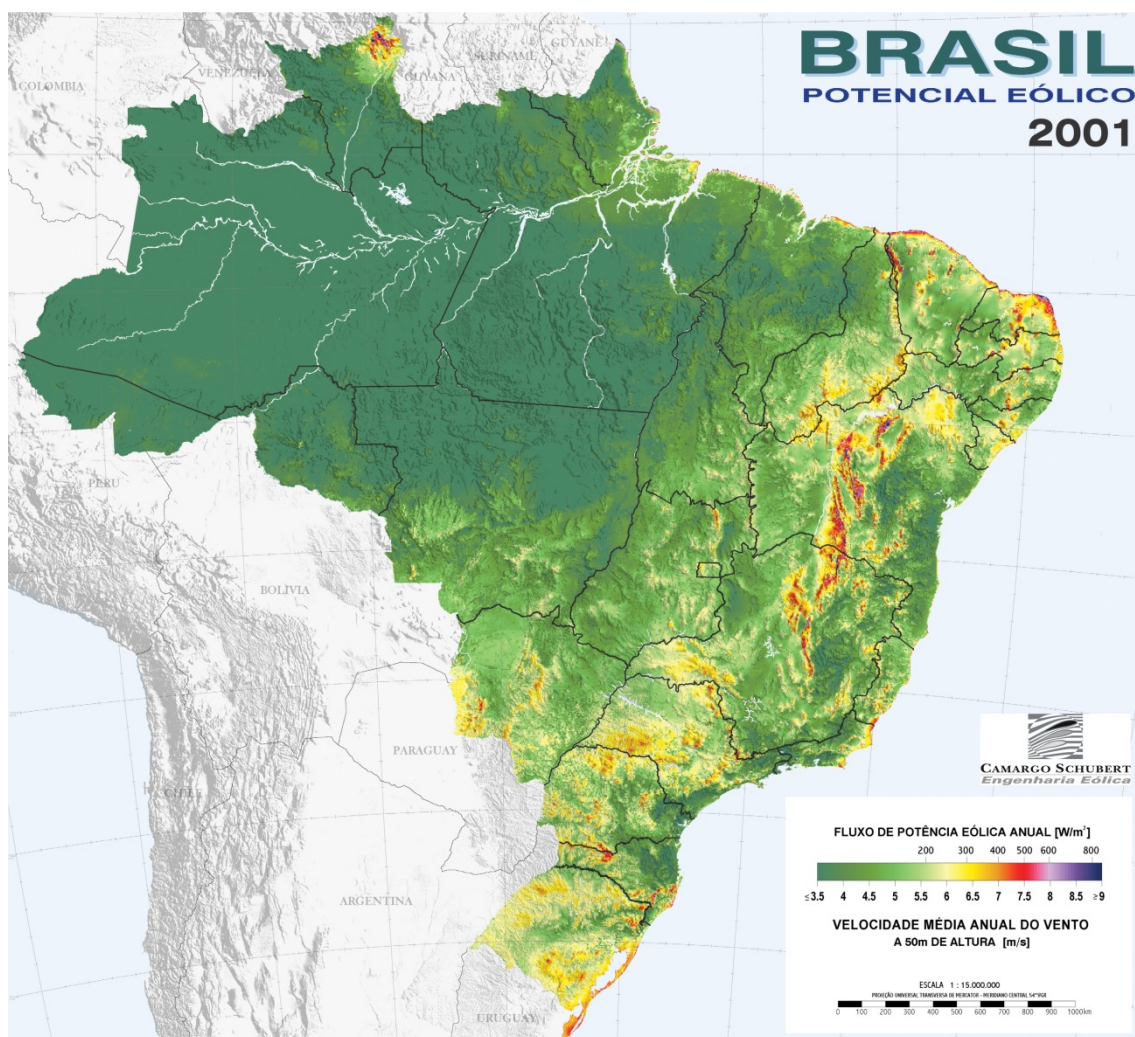
Nesse cenário, torna-se imprescindível um maior detalhamento e a atualização constante da distribuição do potencial eólico no território brasileiro. Antecipando-se a essa necessidade, a **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** criou o **Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA)** dos parques eólicos vencedores nos leilões de energia, estabelecendo um valioso acervo de informações para o planejamento estratégico e operação do sistema elétrico nacional.

Concomitantemente, as ferramentas de mapeamento eólico tiveram uma grande evolução tecnológica na última década, que juntamente com as medições do sistema AMA, propiciarão um detalhado conhecimento do potencial eólico nacional, ainda inédito no mundo.

Adicionalmente, recomenda-se que sejam utilizadas medições de projetos em desenvolvimento - mediante cooperação técnica entre a EPE e empreendedores -, visando validar e aferir os resultados do mapeamento. Nesse sentido, é recomendado que a empresa responsável pela elaboração do Atlas auxilie facilitando o contato com os mesmos.

2. Antecedentes: Atlas Eólico Brasileiro 2001

Em 2001 a Camargo-Schubert elaborou o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, para o qual o regime de ventos foi calculado pelo modelo de mesoescala *MesoMap* nas resoluções de 3,6 km x 3,6 km (regiões conhecidamente com maior potencial) e 15 km x 15 km (regiões com menor potencial, como a Bacia Amazônica), interpolado para as condições de relevo e rugosidade na resolução de 1 km x 1 km, utilizando dados públicos da US Geological Survey - Gtopo30, complementados por cartas vetorizadas do IBGE/SUDENE (1:100.000). Os resultados desse mapeamento indicaram áreas com potencial eólico bastante promissor no território brasileiro.



O desenvolvimento de uma **Metodologia de Atualização do Atlas Eólico Brasileiro** visa dar continuidade a esse desenvolvimento, proporcionando informações atualizadas e considerando os últimos desenvolvimentos tecnológicos da área, servindo de instrumento para fundamentar o planejamento energético dessa fonte.

ATUALIZAÇÃO

Os modelos de relevo deverão ser desenvolvidos a partir das bases de dados *SRTM (Shuttle Radar Topography Mission)* e *ASTER (Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer)*, muito mais detalhados e representativos que os modelos utilizados no mapeamento anterior. Também os modelos de rugosidade a serem utilizados tiveram desde então grande avanço com as imagens temáticas fornecidas pelos sensores e espectrômetros a bordo dos satélites das missões Terra e Aqua, havendo ainda várias outras opções de imagens de satélite de alta resolução disponíveis (Digital Globe, Geoeye, Spot, CBERS, etc) e dos modelos de uso do solo atualizados GeoCover, MRIS e CORINE. A nova metodologia considerará também a variação fenológica da vegetação, ou seja, os períodos de crescimento e senescência da vegetação, bem como as mudanças sazonais de uso e cobertura do solo.

Sugere-se que a atualização do Atlas Eólico Brasileiro contemple o mapeamento utilizando a versão atualizada do modelo de mesoescala *MesoMap*, com resolução de 2,5 km x 2,5 km, interpolado sobre modelos de terreno em resolução de 500 m x 500 m para todo o Brasil, e de 250 m x 250 m para as principais bacias eólicas no Nordeste e Sul do Brasil.

Propõe-se o mapeamento do recurso eólico em alturas maiores, acompanhando os últimos avanços nas tecnologias, que elevaram o porte dos equipamentos de geração utilizados: enquanto que, em 2001, era suficiente o mapeamento para a altura de 50 m, ora propõem-se mapas nas alturas de 50 (para comparação), 100 e 150 m.

Recomenda-se que sejam utilizadas medições do Sistema AMA, e também medições de projetos em desenvolvimento, a partir de uma cooperação técnica entre os empreendedores e a EPE, para que os resultados das medições anemométricas realizadas nos últimos anos possam ser utilizados para validação do mapeamento final. Sugere-se que a empresa contratada facilite essa cooperação também com seus próprios clientes, agregando mais informações e garantindo maior representatividade aos mapas.

Visando comprovar a experiência e competência da empresa a ser contratada para a elaboração do Atlas, **recomenda-se que seja exigida a comprovação da elaboração de pelo menos 3 Atlas Eólicos Estaduais ou Nacional, mediante atestados e/ou certidões fornecidas por empresas de direito público ou privado, comprovados junto ao CREA.**

A resolução proposta para o mapeamento representa um detalhamento 4 vezes superior ao Atlas de 2001 para todo o Brasil (500 x 500 m versus 1km x 1km), e de 16 vezes nas principais bacias eólicas do Nordeste e Sul do Brasil (250 x 250 m), além de fundamentar-se em medições anemométricas de maior qualidade, modelos de terreno muito mais detalhados e representativos. O escopo da metodologia é fornecer o mapeamento mais detalhado e preciso possível do potencial eólico brasileiro, dentro da tecnologia existente e considerando as últimas informações disponíveis.

Para a implementação do Atlas Eólico, caberá à EPE fornecer os dados anemométricos registrados no Sistema AMA e as informações que serão incorporadas aos mapas temáticos em base digital referenciada, tais como: divisão política, sistema elétrico (geração, transmissão e subestações), informações energéticas (geração e consumo), base hidrográfica

nacional, base de rodovias, e mapas de restrições ambientais (unidades de conservação) e sociais (terras indígenas e patrimônio histórico nacional).

Utilização de Dados dos Atlas Eólicos Estaduais

Complementarmente aos dados do Sistema AMA e de projetos em desenvolvimento, recomenda-se consultar as instituições detentoras dos dados utilizados nos mapeamentos dos atlas eólicos estaduais, quanto à disponibilização e utilização dos mesmos na consolidação dos resultados do atlas nacional.

Resultados

Os resultados do mapeamento devem possibilitar a identificação e detalhamento das áreas mais promissoras para aproveitamento eólico no Brasil, estimando-se o potencial energético de geração e constituindo-se um **insumo indispensável ao planejamento estratégico no uso otimizado dos recursos energéticos específicos de cada região**.

Os resultados devem ser apresentados em tabelas e **mapas temáticos de potencial eólico**, na resolução de 500 x 500m, para todo o território brasileiro, e 250 x 250m para as principais bacias eólicas, **nas alturas de 50, 100 e 150 metros**. Complementarmente, devem ser apresentados os **mapas de vento sobre o oceano para profundidades entre 15 e 40 metros (mapas de vento offshore)**, sendo de utilidade para estudos ambientais, navegação e indústria petrolífera. Essa limitação de batimetria (15 a 40 metros de profundidade) refere-se à atual tecnologia de transporte, instalação, fundeio e ancoragem dos aerogeradores *offshore*.

O novo mapa eólico será um importante instrumento de atração de investimentos em empreendimentos eólicos.

Neste documento é apresentada a metodologia a ser utilizada para a realização desse trabalho.

3. Metodologia

A seguir é apresentada a descrição das etapas de elaboração do Atlas.

3.1. Modelos de Terreno

Os modelos de terreno são utilizados no cálculo do regime de ventos para as condições locais de microescala, sendo representados pelos modelos de relevo e rugosidade. Os modelos abrangerão todo o território nacional, com uma resolução horizontal de 250 m x 250 m.

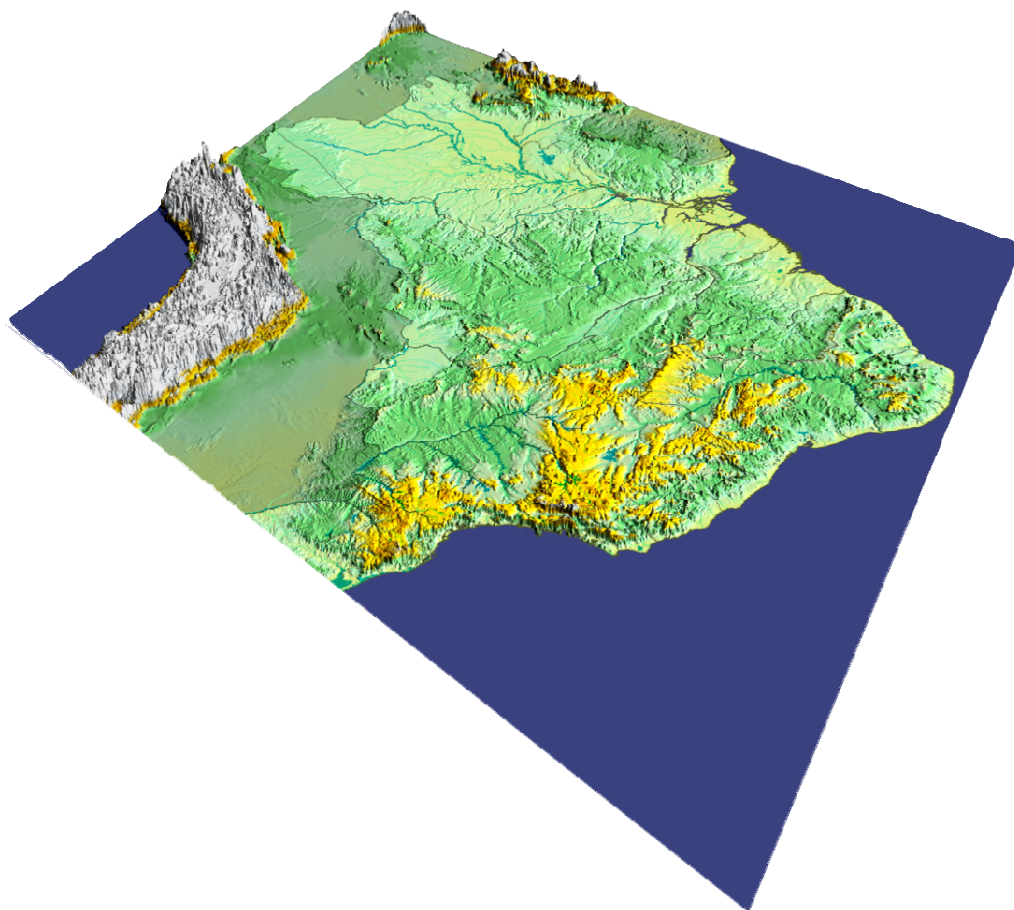
MODELO DIGITAL DE RELEVO

O modelo de relevo abrangerá todo o território nacional, com uma resolução horizontal de 250 m x 250 m. Recomenda-se que este modelo seja desenvolvido a partir de uma das bases de dados a seguir:

- base de dados levantados através de interferometria por radares duplos de pequena abertura a bordo do ônibus espacial Endeavour (NASA/ESA, 2000), denominada **SRTM (Shuttle Radar Topography Mission)**, constituída por uma base global com 90 m x 90 m de resolução, que apresenta um detalhamento melhor que cartas topográficas 1:25.000 (com diferenças de cotas entre curvas de nível inferiores a 10 metros) e representa a melhor base topográfica disponível, bastante superior ao levantamento das cartas IBGE/DSG (1:50.000 e 1:100.000) existentes;
- base de dados levantados a partir do instrumento **ASTER (Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer)**, transportado pelo satélite Terra, da NASA, lançado em 1999 como parte da Missão de Observação da Terra (EOS); o modelo de relevo criado a partir dos dados do ASTER, que já passou pela primeira revisão em 2011, foi disponibilizado ao público com resolução de 30 metros. Uma avaliação preliminar sobre a validade do modelo ASTER indicou, em vários locais do interior nordestino, precisão superior à do modelo SRTM, e equivalente a levantamentos topográficos de alta resolução.

Ambas as bases são de acesso público, necessitando apenas de um trabalho de preparação, filtragem e reamostragem com ferramentas de geoprocessamento.

A figura a seguir ilustra um recorte do modelo digital de relevo da América do Sul, em resolução de 1 km x 1 km, desenvolvido a partir de dados SRTM.



Recorte do Modelo Digital de Relevo da América do Sul, em resolução de 1 km x 1 km

MODELO DIGITAL DE RUGOSIDADE

O modelo de rugosidade deve ser desenvolvido a partir da interpretação de imagens de satélite e modelos de uso do solo, na resolução horizontal de 250 m x 250 m.

O modelo de rugosidade caracteriza-se como o mapeamento das variações da vegetação e demais estruturas sobre a superfície terrestre, que influenciam diretamente a dinâmica dos processos atmosféricos, principalmente o vento. Para sua correta elaboração, serão utilizadas bases de mapeamento temático do uso e cobertura da terra, mapas de tipologia da vegetação, topografia e formações geológicas, bacias hidrográficas e drenagem, imagens de sensores remoto orbitais, fotografias aéreas e terrestres, bem como amostragens em campo do uso e cobertura da terra. Serão elaborados mapeamentos específicos para as estações seca e úmida, de forma a verificar o efeito da sazonalidade no regime de ventos. Para elaboração do modelo de rugosidade, serão utilizadas múltiplas imagens de sensores remotos orbitais como LandSat ETM+, LCDM, MODIS, MERIS, CBERS-CCD dentre outros sensores, com resolução espacial entre 30 a 300 metros.

A metodologia para geração do modelo de rugosidade aerodinâmica proposta para o atlas é inédita e combina técnicas de geoprocessamento e sensoriamento remoto. A metodologia desenvolvida considera a variação fenológica da vegetação, ou seja, os períodos de crescimento e senescência da vegetação bem como as mudanças de uso e cobertura da terra. A metodologia inclui a combinação de dados multitemporais de sensoriamento remoto,

mapeamentos já disponíveis de uso e cobertura da terra, modelos digitais de elevação e a utilização de pontos de verdades terrestres obtidos a partir de registros fotográficos.

Sugere-se que os insumos para a elaboração dos modelos de terreno (e.g. imagens de satélite, dados de topografia) fiquem à cargo da empresa responsável pelo mapeamento eólico.

Como exemplo, são apresentadas uma imagem de satélite e o modelo de rugosidade que foram utilizados na elaboração do Atlas Eólico Brasileiro.

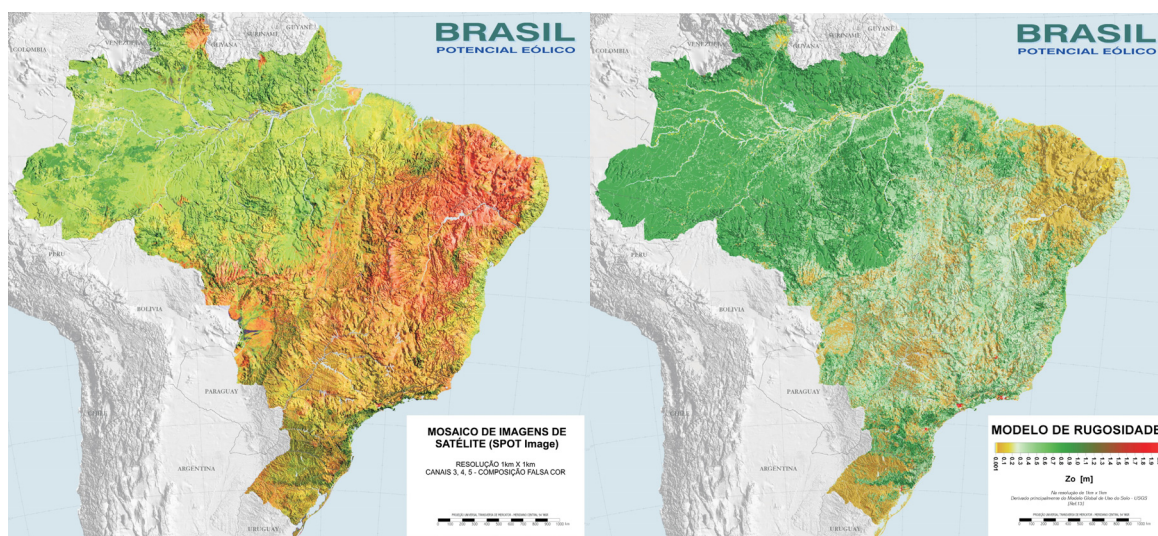


Imagem de satélite (SPOT Image) e modelo de rugosidade utilizado no mapeamento do Atlas Eólico Brasileiro de 2001

3.2. Análise dos Dados Anemométricos

Atualmente, o Brasil possui uma rede de medições única no mundo, contando com **centenas de torres de 80, 100 e 120 m operadas nos últimos anos, instaladas conforme recomendações da norma IEC 61400-12-1 (Anexo G), equipadas com anemômetros IEC First Class calibrados MEASNET**, e em operação em períodos que já abrangem entre 3 e 7 anos nas principais bacias eólicas. Visando aumentar a acurácia e validar os resultados do modelamento de mesoescala, **solicita-se que a EPE disponibilize os dados de medições anemométricas da base de projetos habilitados para leilões, e medições do Sistema de Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA).**

Recomenda-se que seja estabelecido um protocolo de cooperação técnica entre a EPE e empreendedores, para que disponibilizem os dados das medições anemométricas, de modo a complementar e validar o mapeamento. Nesse sentido, é recomendado que a empresa responsável pela elaboração do Atlas auxilie facilitando o contato com os mesmos. A consideração desses dados propiciará uma maior representatividade dos mapas nas principais bacias eólicas. Complementarmente, recomenda-se consultar as instituições detentoras dos dados utilizados nos mapeamentos dos atlas eólicos estaduais, quanto à disponibilização e utilização dos mesmos na consolidação dos resultados do atlas nacional.

Para uma adequada cobertura do território brasileiro e representatividade temporal para a realização de ajustes climatológicos, recomenda-se que sejam utilizados dados de torres localizadas em todas as grandes bacias eólicas (Nordeste, Sul e Sudeste) e em pontos



extremos do território brasileiro, perfazendo um total mínimo entre 150 e 200 torres anemométricas, com medições por um período mínimo de 12 meses. As torres devem ter altura mínima de 80 metros (desejável 100 metros ou mais), ser instaladas conforme recomendações da norma IEC 61400-12-1 (Anexo G), e equipadas com anemômetros IEC First Class com calibração MEASNET em duas ou mais alturas, medidores de direção (windvanes) e sensores meteorológicos para medição de temperatura, pressão atmosférica e umidade do ar.

As fotos ao lado apresentam uma torre com 100 metros de altura, equipada com medições nas alturas de 60, 80 e 100 metros.

Assim que disponibilizados os dados anemométricos, deverá ser realizada uma auditoria, analisando, processando e validando os dados para a utilização no

ajuste do modelamento de mesoescala.



Resumidamente, esse processo de validação consiste nas seguintes etapas:

- verificação do processo de medição, sensores utilizados e atendimento dos procedimentos e práticas recomendadas em anemometria pela Agência Internacional de Energia - IEA (International Energy Agency); rastreabilidade e histórico de funcionamento dos equipamentos; análise da orientação e posicionamento dos sensores e distanciamento dos sensores às hastes de suporte e estrutura da torre;
- validação dos registros anemométricos e meteorológicos; análise das séries temporais; identificação de falhas e não conformidades, medidas corretivas aplicáveis; análise estatística e sumários de dados; rosas-dos-ventos (frequências de ocorrência e velocidades médias e máximas por direção), histogramas e distribuição de Weibull, expoente de camada-limite e intensidade de turbulência, regimes diurnos e sazonais de velocidade do vento.

A seguir é apresentada uma descrição da metodologia de validação de dados.

Metodologia de Validação dos Dados

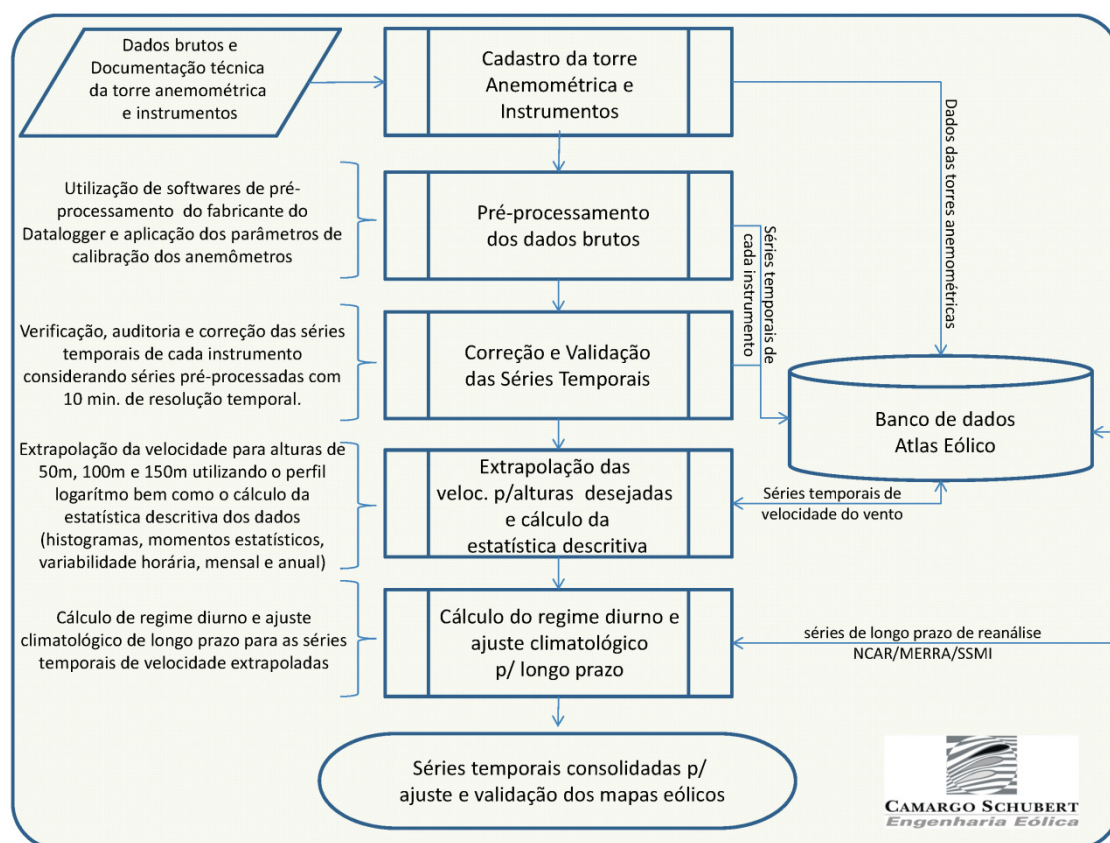
O grande volume de dados que constituiu a base anemométrica para o mapeamento, requer a otimização dos processos de validação, filtragem e correção através de *softwares* desenvolvidos especificamente.

Os dados das estações anemométricas são heterogêneos, provindos de estações equipadas com variados modelos e marcas de instrumentos instalados em alturas diversas. Os dados fundamentais são a velocidade do vento, medida pelo o anemômetro, e a indicação da direção, registrada pela *windvane*. Estas variáveis físicas são traduzidas por esses equipamentos em sinais elétricos que são posteriormente interpretados e armazenados em registradores digitais denominados *dataloggers*. Nos *dataloggers*, as medidas, normalmente amostradas a cada um segundo são gravadas em médias resultantes de cada dez minutos. O modo como são registrados os dados depende de cada modelo e fabricante, mas de uma maneira geral, produzem um arquivo em formato texto (ASCII) ou binário por dia. Os arquivos binários são decodificados por *softwares* específicos em arquivos de séries temporais brutas, sem correção pelos parâmetros de calibração dos instrumentos que os geraram (os parâmetros de calibração são valores obtidos em ensaios de túneis de ventos por institutos especializados). As medidas registradas pelas os sensores de direção ou *windvanes*, por outro lado, embora não necessitem de parâmetros de calibração obtidos em túnel de vento para serem interpretadas, necessitando apenas acrescer uma constante de correção (*offset*), que é um valor determinado pelas condições de instalação.

De posse desses vários parâmetros, além de informações básicas sobre cada estação meteorológica, tais como coordenadas geográficas, altitude, dimensões e características da torre de medição, altura dos instrumentos, entre outras, cria-se uma base de dados compilada em blocos temporais de base mensal. Toda a base é inspecionada por análises de consistência entre os dados da própria torre e análises cruzadas com torres vizinhas, visando classificar as séries de dados entre corrigíveis e descartáveis quanto à suas possíveis falhas.

O próximo passo é a uniformização e extrapolação dos dados de velocidade do vento para as alturas de 50, 100 e 150 metros, que correspondem às alturas dos mapas eólicos.

O fluxograma a seguir resume a metodologia de processamento e tratamento dos dados para a elaboração do Atlas Eólico.



3.3. Análise Climatológica

O regime de vento na camada limite atmosférica apresenta variações nas distintas escalas espaciais e temporais, apresentando variabilidade diurna, sazonal e interanual. Se uma determinada campanha de medições é realizada num período atípico, acima ou abaixo da média histórica, ela não será representativa de todo o tempo de operação da usina eólica (cerca de 20 anos). No caso dos dados de entrada para elaboração do mapa eólico, estes provêm de campanhas de medições com duração de poucos anos. Por isso, uma análise climatológica deve ser realizada ajustando os dados para um período de tempo representativo da vida útil da usina eólica.

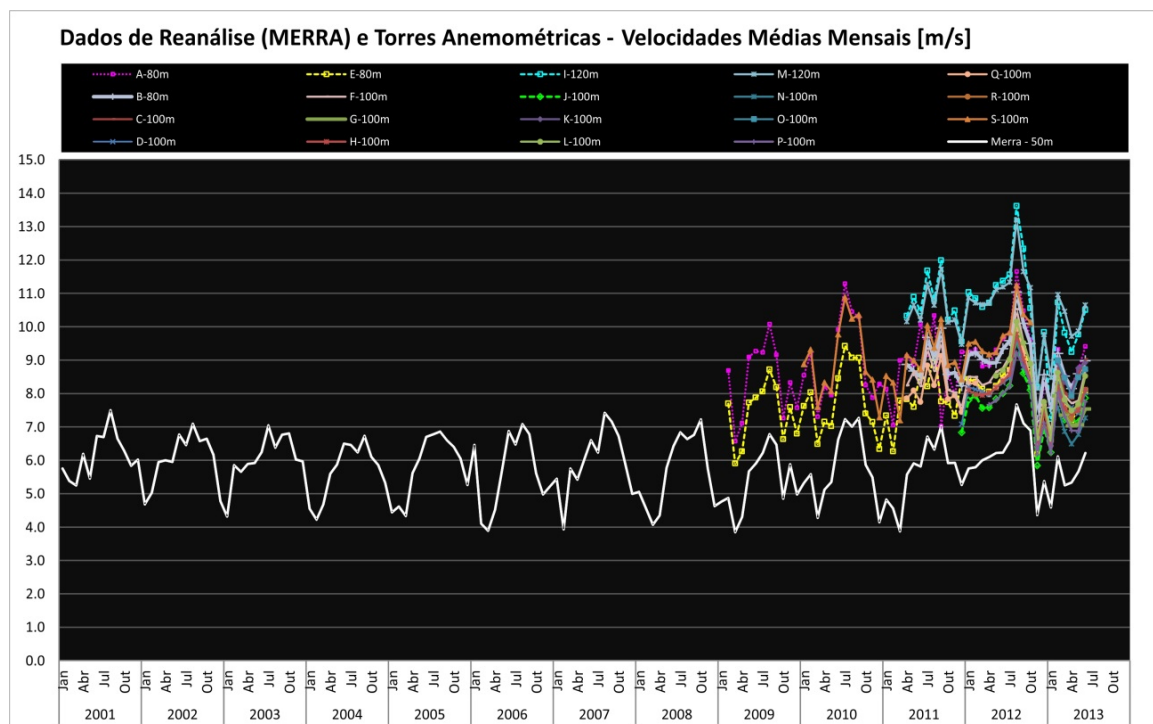
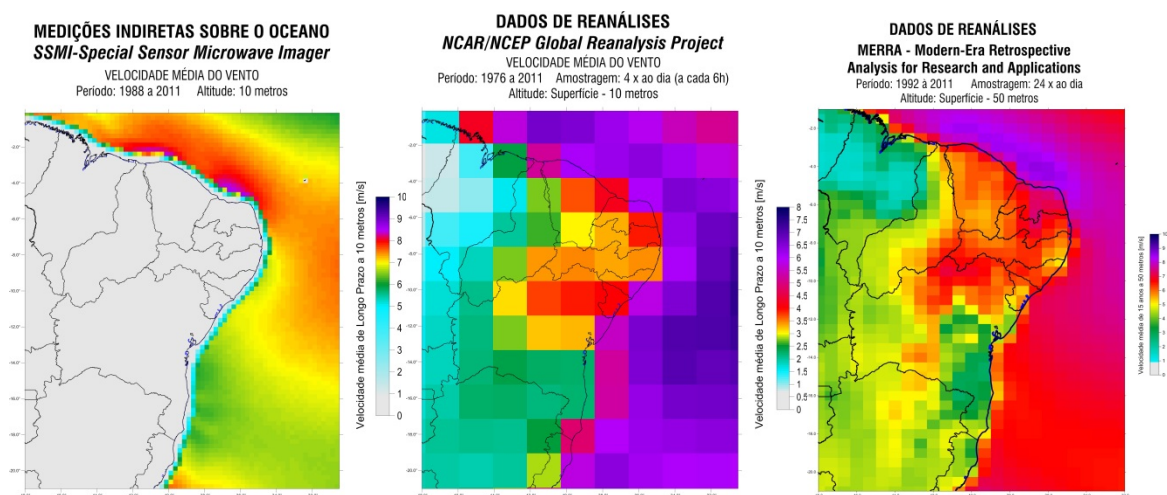
Serão apresentados gráficos comparativos das tendências climatológicas no Brasil segundo as fontes mais usuais de referência de longo prazo (NCAR/NCEP, SSMI, MERRA).

As estatísticas de dados de vento a serem consideradas serão aquelas contendo séries temporais com no mínimo 12 meses de medição. As velocidades médias serão ajustadas climatologicamente a partir de análises de correlação com dados provenientes de mais de 20 anos dos projetos de reanálise **MERRA (Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications)** e **NCAR/NCEP Reanalysis Project**, complementados, quando possível, por medições indiretas de vento sobre o oceano realizadas por satélites da **NOAA-NASA Pathfinder Program - Special Sensor Microwave/Imager**, estimando-se assim, o regime médio

anual de longo prazo. São estimadas as estatísticas de longo prazo nas alturas de medição e extrapolação (alturas dos mapas eólicos a serem apresentados no Atlas).

Os **dados de reanálises** são dados obtidos por análises de consistência global entre centenas de estações meteorológicas ao longo do globo terrestre, bóias meteorológicas sobre o oceano, e medições indiretas por sensoriamento remoto satelital. Considerando que as diferenças de pressão atmosférica são a força motriz do deslocamento das massas de ar, e que medições de pressão são relativamente simples de serem realizadas - por tratar-se de uma grandeza escalar e não vetorial como o vento –, estes dados apresentam correlação muito alta com as medições de torres anemométricas de parques eólicos, e constituem uma fonte muito confiável na análise climatológica.

As figuras a seguir ilustram essas diferentes bases de dados.



Índice Eólico Brasileiro

A partir da análise climatológica das medições disponibilizadas pela EPE e dados de reanálises serão desenvolvidas as diretrizes para a implementação de um **Índice Eólico Brasileiro (IEB) ou Wind Index**, apresentando mapas e gráficos com as variações percentuais diurnas, mensais e interanuais do regime de ventos e fatores de capacidade nas principais bacias eólicas brasileiras.

Sugere-se que sejam apresentados mapas temáticos com escalas de cores e números-índice com as variações percentuais diurnas, mensais e interanuais de velocidade do vento e fatores de capacidade, em resolução adequada para a cobertura e representatividade de todo o território brasileiro. Essas informações também deverão ser disponibilizadas em forma de tabelas por região e sub-regiões de interesse para geração eólica.

Este índice deverá ser atualizado em base mensal continuada, servindo como ferramenta útil ao planejamento e otimização da distribuição de carga no sistema elétrico, podendo ser publicado mensalmente pela EPE e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

3.4. Mapeamento do Potencial Eólico

A partir dos modelos de terreno (relevo e rugosidade), e após a análise e validação dos dados de vento das estações de medição, deverá ser realizado o mapeamento eólico do Brasil, utilizando o modelo de mesoescala *MesoMap* (AWS Truepower), resultando em **mapas eólicos na resolução de 500 x 500 m para todo o território brasileiro e de 250 x 250 m para as principais bacias eólicas do Nordeste e Sul do Brasil.**

O modelo de mesoescala *MesoMap* (AWS Truepower) resulta da combinação do Sistema de Simulação Atmosférica de Mesoescala - MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System, desenvolvido pela MESO, Inc.) e do WindMap, que é um modelo de escoamento de vento de microescala. **Recomenda-se que a simulação de mesoescala (*MesoMap*) seja calculada numa resolução de 2,5 x 2,5 km ou melhor**, suficiente para captar a influência das condições do terreno, vegetação, oceanos e mares, aquecimento solar, esfriamento por radiação, convecção e outros mecanismos de mesoescala atuantes na dinâmica atmosférica. **Recomenda-se que a simulação de microescala seja realizada sobre modelos de terreno em resolução mínima de 500 x 500 m para todo o Brasil, e de 250 x 250 m para as principais bacias eólicas no Nordeste e Sul do Brasil.**

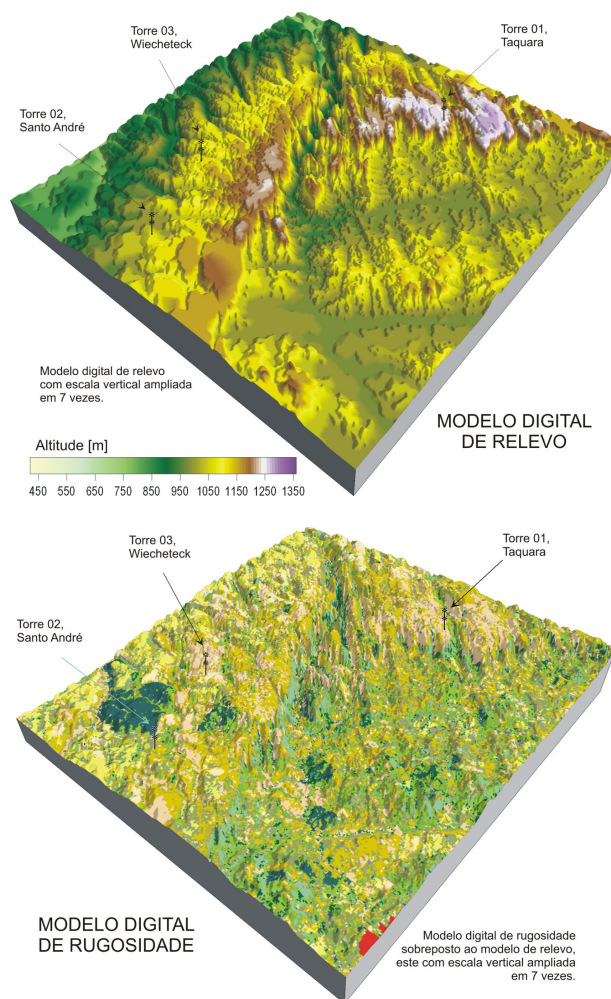
Os modelos de mesoescala utilizam dados de reanálises como fonte primária de informação, em resolução espacial consideravelmente esparsa (*NCAR/NCEP: ~210 x 210 km, Merra: ~55 x 75 km*). Esses dados são utilizados como condições iniciais para simulações progressivas até atingir a resolução de poucos quilômetros (*1.2 km, 2.5 km ou 3.6 km, no caso do MASS*). Os resultados dessas simulações são então utilizados como dados de entrada para o modelo de microescala (*WindMap*), que resolve as equações de camada-limite atmosférica considerando as condições locais de relevo e rugosidade na resolução final desejada (250 metros no presente caso).

Análise Comparativa e Justificativa para a Utilização do Modelo de Mesoescala

O modelo de mesoescala *MesoMap* já foi intensivamente validado em mapeamentos dos Atlas Eólicos Estaduais e no desenvolvimento e certificação de centenas de projetos nas principais bacias eólicas no Brasil [15, 16, 17]. Como exemplo, é apresentado a seguir uma comparação dos mapas eólicos resultantes da utilização do modelamento de mesoescala com um modelo convencional para uma área de relevo complexo no Sul do Brasil [12, 13, 14].

Foram utilizados os seguintes modelos de microescala para comparação: (1) *WAsP* (*Risoe National Laboratory*), equações de Jackson-Hunt, conservação de massa e momentum; e (2) *WindMap* (*Brower and Company*), resolve as equações de conservação de massa e camada-limite atmosférica pelo método de elementos finitos e possibilita a simulação de diferentes condições de estabilidade. O modelo de mesoescala utilizado foi o *MesoMap* (*AWS Truepower*), que foi calculado numa resolução horizontal de 3,6 km, e interpolado sobre modelos de terreno em resolução de 100m.

Modelos digitais de relevo e cobertura do solo (rugosidade) de alta resolução foram utilizados nas simulações. Estes modelos foram desenvolvidos com resolução horizontal de 100 m a partir de dados topográficos existentes, mapas de cobertura do solo, imagens de satélite e dados amostrados em campo. A figura a seguir apresenta os modelos digitais de terreno de Castro-Tibagi, Estado do Paraná, e a localização das torres anemométricas.



Foram realizadas comparações, em termos da velocidade média anual e produção de energia, dos resultados dos modelos de microescala e mesoescala com os dados efetivamente medidos nas torres. Para comparação entre os modelos, a torre 01-Taquara foi utilizada como referência para entrada de dados nos modelos de microescala e ajuste do modelo de mesoescala. As torres 02 e 03 serviram então como pontos de verificação dos resultados.

Os resultados indicaram que o *MesoMap* obteve a melhor concordância com os dados medidos, apresentando um erro médio de 3.9% em velocidade do vento, enquanto os modelos *WAsP* e *WindMap* tiveram erros médios de 17.2% e 15.7%, respectivamente. Estes resultados são apresentados na tabela a seguir.

VELOCIDADE MÉDIA ANUAL

Comparação: Medido x Calculado a 50 metros de altura, Set/03 a Ago/04

Torre de Medição Site	Velocidade Medida [m/s]	Velocidade Calculada [m/s]			Erro Relativo [%]		
		WindMap	WAsP	MesoMap	WindMap	WAsP	MesoMap
Taquara (Referência)	6.14	6.14	6.14	6.14	0.00	0.00	0.00
Santo André	6.85	5.69	5.69	6.59	-17.0	-16.9	-3.8
Wiecheteck*	6.82	5.85	5.62	6.54	-14.3	-17.6	-4.1

* Esta torre de medição foi instalada em Junho/2004 e a velocidade média anual foi calculada por correlação com as outras torres.

Tabelas 1a e 1b

Velocidade: Medida x Calculada

Modelo	Desvio Médio [m/s]	Erro Médio [%]
WindMap	1.07	-15.7
WAsP	1.18	-17.2
MesoMap	0.27	-3.9

Para cada torre de medição, foi também calculada a produção anual de energia correspondente às velocidades medidas e calculadas, utilizando curvas médias de desempenho de turbinas eólicas comerciais. Os resultados foram normalizados pela produção correspondente à velocidade do vento medida na torre de Taquara (Referência). Os erros médios na produção anual de energia foram de 8.7% (*MesoMap*), 34.5% (*WindMap*) e 37.9% (*WAsP*), conforme apresentado na tabela a seguir.

PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA NORMALIZADA

Medida x Calculada a 50 metros de altura, Set/03 a Ago/04

Torre de Medição Site	Produção Medida Normalizada (Referência)	Produção Calculada			Erro Relativo [%]		
		WindMap	WAsP	MesoMap	WindMap	WAsP	MesoMap
Taquara (Referência)	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00
Santo André	1.33	0.84	0.84	1.22	-37.3	-37.0	-8.3
Wiecheteck	1.32	0.90	0.81	1.20	-31.7	-38.7	-9.1

Tabelas 2a e 2b

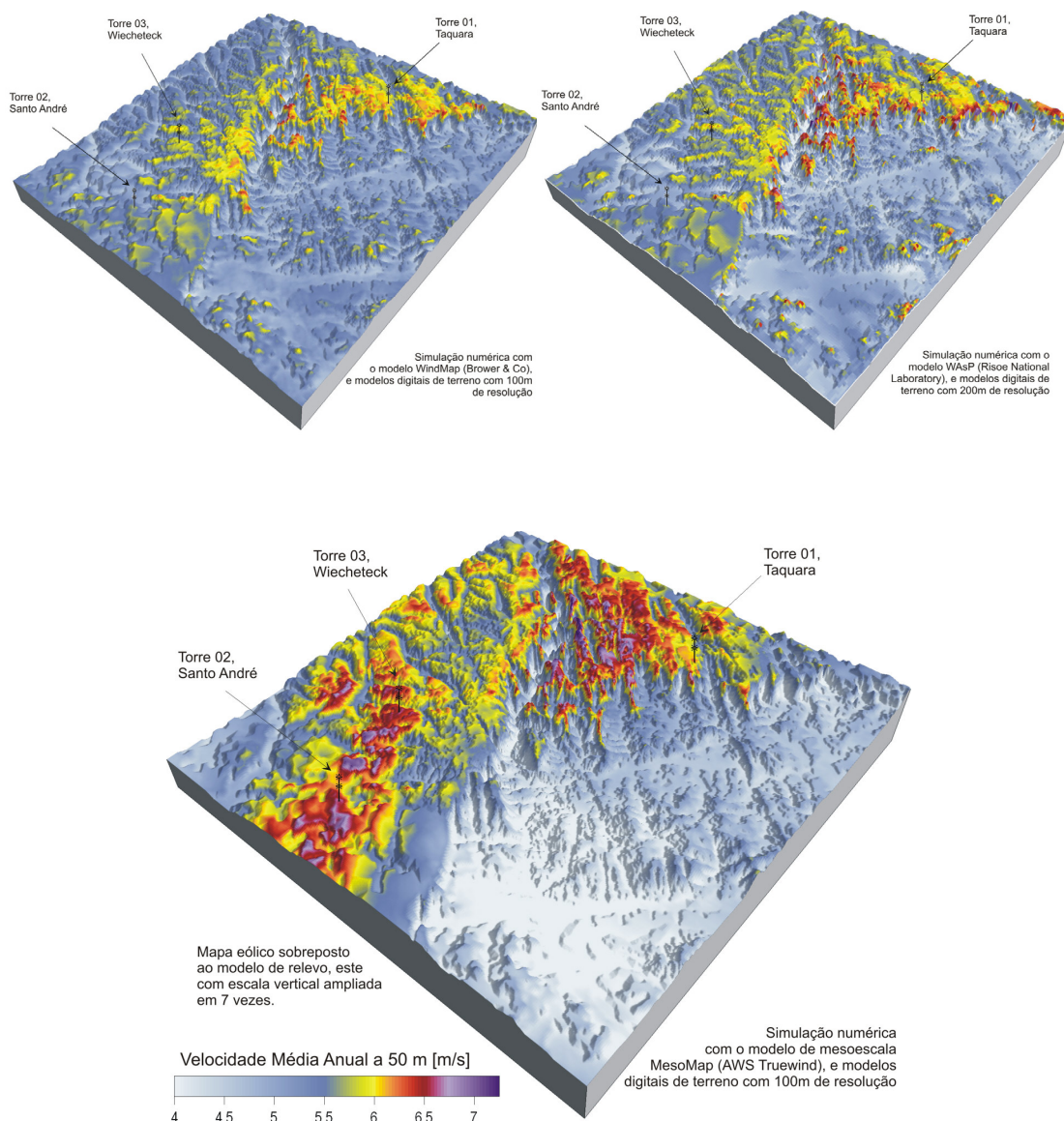
Produção: Medida x Calculada

Modelo	Erro Médio [%]
WindMap	-34.5
WAsP	-37.9
MesoMap	-8.7

Os resultados dos modelos de microescala (*WAsP* e *WindMap*) foram similares, tendendo a apresentar maiores velocidades de vento nas maiores elevações e cristas de morros, enquanto o *MesoMap* indicou velocidades maiores de vento a jusante das cristas (mais a oeste, neste caso), o que foi confirmado pelas medições. **Como resultado surpreendente neste caso, o micrositing de turbinas eólicas utilizando modelos tradicionais de microescala posicionaria as turbinas eólicas a quilômetros de distância das melhores áreas de aproveitamento, e**

resultaria numa produção de energia até 33% inferior (pelos modelos de microescala as turbinas seriam posicionadas em torno da torre 01-Taquara; já pelo modelo de mesoescala, em torno das torres 02-Santo André e 03-Wiecheteck, onde a produção medida seria 32-33% maior, conforme Tabela 2a).

A figura a seguir ilustra os resultados do mapeamento eólico para os diferentes modelos de simulação.



O Sistema MesoMap

O *MesoMap* é um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica, bases de dados meteorológicos e geográficos, redes de computadores e sistemas de armazenamento. O sistema foi desenvolvido nos Estados Unidos pela TrueWind Solutions (hoje, AWS Truepower LLC) com suporte do NYSERDA (New York State Energy Research and Development Authority) e DoE (US Department of Energy). O *MesoMap* foi utilizado para o projeto inicial de mapeamento eólico do Estado de Nova York e posteriormente para projetos similares na

Europa, Ásia, Américas do Norte, Central e Sul, incluindo o projeto do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [4].

Atualmente, é o mais avançado, testado e validado sistema de mapeamento em uso, possuindo diversas vantagens sobre métodos tradicionais de avaliação de recursos eólicos. Uma delas é a capacidade de simular áreas continentais sem a necessidade inicial de dados anemométricos de superfície efetivamente medidos - fator importante para regiões onde medições consistentes e confiáveis são raras. O *MesoMap* utiliza-se inicialmente da base climatológica e dados de reanálise processada pela AWS Truepower, simulando os regimes de vento já considerados para o longo prazo. A grande vantagem do *MesoMap* é a capacidade de modelar importantes fenômenos meteorológicos não considerados em modelos mais simplificados de escoamento de ventos (por exemplo, WAsP - Jackson-Hunt, ou NOABL) como, por exemplo, ondas orográficas, ventos convectivos, brisas marinhas e lacustres, ventos térmicos descendentes de montanhas, entre outros.

Para caracterizar o recurso eólico de uma região, o sistema *MesoMap* recria as condições reais climáticas de 366 dias escolhidos aleatoriamente dentre registros históricos de 15 anos. O sistema envolve um amplo conjunto de dados geográficos e meteorológicos que são utilizados como entrada. Os principais dados geográficos de entrada são a topografia, o uso do solo (modelo de rugosidade) e o Índice de Vegetação por Diferença Normalizada – IVDN. Os principais dados meteorológicos de entrada são os provenientes de reanálises, radiossondagens e temperatura sobre a terra e oceanos. Dentre os dados meteorológicos, atribui-se grande relevância aos provenientes das reanálises, ou seja, àqueles provenientes de bancos de dados em malha geográfica global. As reanálises são utilizadas em conjunto com dados existentes de radiossondagens e temperaturas da superfície terrestre para estabelecer as condições de contorno iniciais e laterais atualizadas para a progressão das simulações. A partir dessas condições iniciais, o modelo determina a evolução das condições meteorológicas dentro da região em estudo com base nas interações entre os distintos elementos da atmosfera e entre a atmosfera e a superfície terrestre.

O Sistema *MesoMap* possui, na configuração utilizada para o presente trabalho, dois módulos principais: o *MASS* (Mesoscale Atmospheric Simulation System), que é um modelo numérico de mesoescala similar aos modelos de previsão do tempo ETA e MM5 e o *WindMap*, que é um modelo de simulação de camada-limite atmosférica de microescala fundamentado na equação da continuidade (conservação de massa ou escoamento não-divergente).

O modelo MM5 é a quinta geração de um modelo de simulação numérica desenvolvido nos anos 70 em uma colaboração entre a *Penn State University* e o *National Center for Atmospheric Research (NCAR)*. O MM5 é amplamente utilizado para previsões globais. O modelo usa um sistema de coordenadas sigma que considera a topografia do terreno para resolução das equações de Navier-Stokes em três dimensões, é um modelo não hidrostático com capacidade de assimilação de dados em quatro dimensões, além de várias parametrizações físicas. O modelo MM5 tem sido progressivamente substituído pelo *Weather Research and Forecasting (WRF)* que foi desenvolvido pelo o *National Center for Atmospheric Research (NCAR)*, *National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)*, *National Center for Environmental Prediction (NCEP)*, *Forecast Systems Laboratory (FSL)*, *Air Force Weather*

Agency (FAWA), e outros órgãos de pesquisa e desenvolvimento. O WRF é utilizado para previsão numérica de curto prazo e tem substituído o modelo ETA nos Estados Unidos.

O ETA é outro modelo atmosférico amplamente utilizado para a previsão regional em curto prazo. O modelo é um descendente do HIBU (Instituto Hidrometeorológico e Universidade de Belgrado), desenvolvido na década de setenta na ex-Iugoslávia. O modelo foi constantemente aperfeiçoado ao longo das últimas décadas e é utilizado no Brasil para previsão numérica do tempo pelo INPE/CPTEC.

A principal vantagem desses modelos é serem públicos e amplamente utilizados na previsão do tempo de curto prazo, embora não sejam comumente utilizados em aplicações de meteorologia aplicada como na indústria eólica. **A principal vantagem do MASS é sua ampla aplicação em estudos de recursos eólicos em todo mundo e principalmente uma gama de desenvolvimentos e customizações do modelo numérico voltado especificamente para prospecção eólica.**

O Módulo MASS

O núcleo do *MesoMap* é o **MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System)**^[5], que é um modelo numérico de mesoescala similar aos modelos de previsão do tempo ETA e MM5, os quais incorporam os seguintes princípios físicos fundamentais da dinâmica atmosférica:

- princípios de conservação de massa, momentum e energia;
- fluxos de calor e mudanças de fase do vapor d'água;
- módulo de energia cinética turbulenta, que simula os efeitos viscosos e de estabilidade térmica sobre o gradiente vertical de vento.

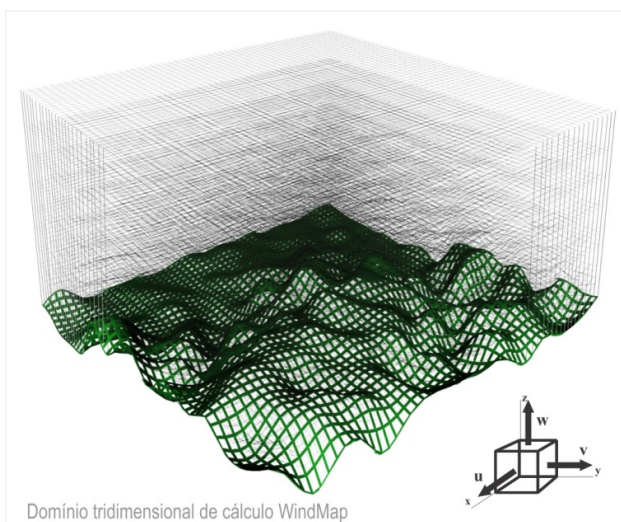
Por ser um modelo atmosférico dinâmico, o MASS exige grande demanda computacional, com uso de supercomputador ou de rede de múltiplos processadores em paralelo. Por essa razão, a AWS Truepower desenvolveu um sistema de processamento consistindo em mais de 800 núcleos conectados em rede para os quais é necessário dispor de 500 TB de espaço para armazenamento digital.

O MASS está acoplado a dois módulos de cálculo: o *ForeWind*, um modelo dinâmico de camada-limite viscosa, e o *WindMap*, que é um modelo de simulação tridimensional de escoamento não-divergente (conservação de massa) com interface para dados geográficos de geoprocessamento (GIS) de alta resolução. Para áreas e casos específicos, um destes dois módulos é escolhido para aumentar a resolução espacial das simulações do MASS.

O Módulo WindMap

As velocidades médias e direções de vento são calculadas para a resolução final pelo módulo *WindMap*, utilizando os resultados do MASS, os modelos digitais de terreno (relevo e rugosidade) em alta resolução, bem como parâmetros extraídos das medições anemométricas.

Constituindo um desenvolvimento dos métodos baseados na equação da continuidade (conservação de massa ou escoamento não-divergente), originários do **NOABL (Numerical Objective Analysis of Boundary Layer)** ^[6] o **WindMap** ^[7] utiliza o método dos elementos finitos para calcular o campo de velocidade do escoamento em todo o domínio de cálculo, constituindo-se em uma malha tridimensional de pontos sobre o terreno. Essa malha é representada através de um grid gerado com base num sistema de coordenadas conformes ao terreno, de modo a refinar o detalhamento da malha na região próxima à superfície.



Juntamente com os parâmetros de estabilidade térmica obtidos a partir das medições anemométricas, os sumários estatísticos das simulações MASS compõem as condições de contorno e os dados de inicialização. Esses dados de simulação são representados em estatísticas por direção numa malha regular de 2,5 km x 2,5 km para distintos níveis de altura sobre o terreno (8 alturas sobre a superfície - entre 10 e 500 m e 3 alturas acima da camada-limite atmosférica, referenciadas pelas respectivas altitudes-pressão). A partir de um campo inicial de velocidades de vento, a condição de continuidade é satisfeita, de forma iterativa, pela solução do sistema de equações diferenciais parciais, até que o valor da divergência do campo de velocidades esteja abaixo de um certo nível de tolerância. O modelamento de ventos pela formulação da equação da continuidade não resolve as equações fundamentais que determinam a influência da estratificação térmica da atmosfera no escoamento; entretanto, **o WindMap contém ferramentas que reproduzem estes efeitos, considerando altura de camada-limite, perfil logarítmico de velocidade vertical e características de estabilidade térmica da atmosfera baseadas na Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov** ^[8]. O WindMap permite ainda o uso de um Modelo de Correlação para separar áreas com regimes distintos de vento, por exemplo, áreas costeiras sujeitas às brisas marinhas.

O processo de cálculo é realizado por elementos finitos, em um domínio tridimensional, conforme a figura a seguir. O terreno é representado por uma malha regular de m elementos no sentido N-S e n elementos no sentido L-O. No sentido vertical são definidos w elementos e o espaçamento vertical entre os nós da malha pode ter variação logarítmica ou geométrica, de forma a concentrar mais elementos na proximidade da superfície do solo, onde ocorrem os gradientes mais significativos.

O resultado do cálculo é um campo de velocidades não divergente, ou seja, que satisfaz a equação da continuidade, ou da conservação de massa, conforme a equação diferencial:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0$$

Supondo-se uma condição inicial de campo de escoamento divergente definida localmente em um dado elemento pelas componentes u_0 , v_0 , w_0 , as componentes ajustadas de velocidade não-divergente podem ser definidas como:

$$u = u_0 + \bar{u} \quad v = v_0 + \bar{v} \quad w = w_0 + \bar{w}$$

onde \bar{u} , \bar{v} e \bar{w} definem a correção necessária para eliminar a divergência local do escoamento, e são representadas respectivamente por:

$$\bar{u} = \tau_h + \frac{\partial \phi}{\partial x} \quad \bar{v} = \tau_h + \frac{\partial \phi}{\partial y} \quad \bar{w} = \tau_v + \frac{\partial \phi}{\partial z}$$

O potencial de velocidade de perturbação é resultante das influências do terreno no campo de escoamento, bem como de eventuais erros introduzidos nas condições de inicialização do modelo. Os coeficientes τ_h e τ_v modelam o desvio entre as condições de estabilidade térmica vertical real e neutra da atmosfera. Para $\tau_h = \tau_v = \text{constante}$, as velocidades de perturbação adicionam uma correção de modo a anular o rotacional do campo de escoamento, de modo que a vorticidade inicialmente presente no campo de escoamento é eliminada. Determina-se o potencial de velocidade a partir da equação da continuidade, forçando o escoamento a ser não divergente. Maiores detalhes sobre os algoritmos e métodos de solução adotados no modelo NOABL/WindMap são apresentados em ^[6,7].

O perfil de velocidade vertical do vento pode ser aproximado pela *Lei Logarítmica* segundo a relação^[8]

$$u(z) = \frac{u_*}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right)$$

onde $u(z)$ é a velocidade do vento na altura z , z_0 é a rugosidade do terreno, k é a constante de von Kármán e u_* é a *velocidade de fricção ou atrito*, que parametriza a força de resistência entre o escoamento do vento e a superfície. A expressão anterior leva em consideração apenas a influência da rugosidade no perfil de velocidade, negligenciando o efeito da estratificação térmica da atmosfera e, portanto, desvios significativos podem ocorrer em relação ao perfil de velocidade real da atmosfera.

Da relação da velocidade do vento em duas alturas (z_1 , z_2), decorre a expressão da lei logarítmica para extrapolação vertical da velocidade do vento para condições neutras de estratificação térmica, a qual depende apenas da rugosidade do terreno.

$$\frac{u(z_2)}{u(z_1)} = \frac{\ln \left(\frac{z_2}{z_0} \right)}{\ln \left(\frac{z_1}{z_0} \right)}$$

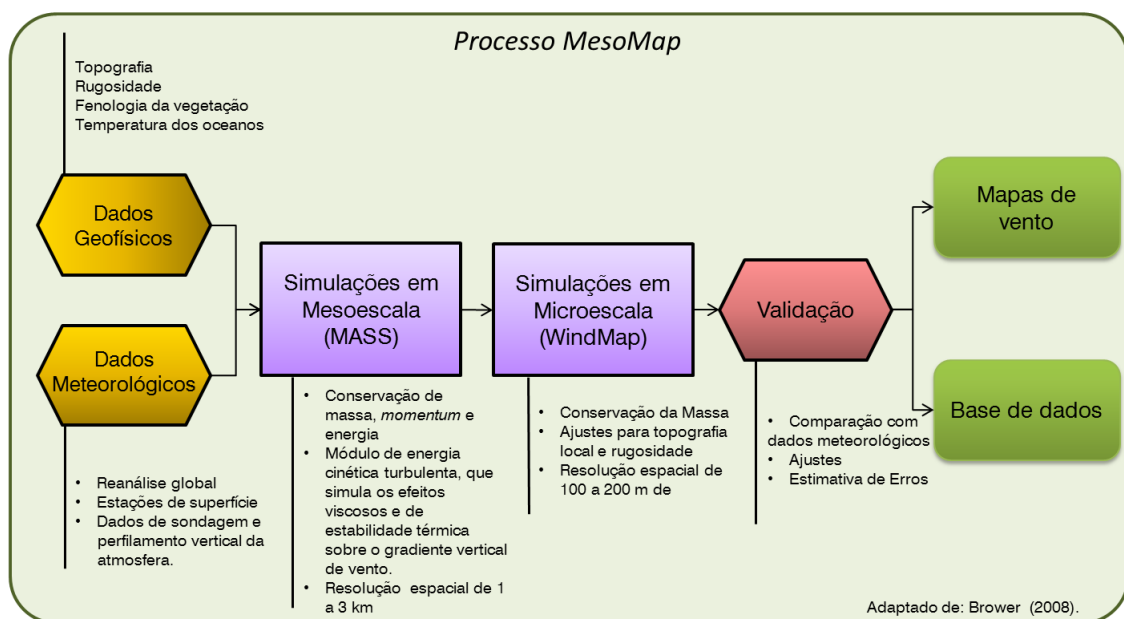
A *Teoria da Similaridade de Monin-Obukhov* descreve um perfil mais geral da velocidade vertical, levando em consideração os efeitos da rugosidade e estabilidade térmica, expressando-se por ^[8]

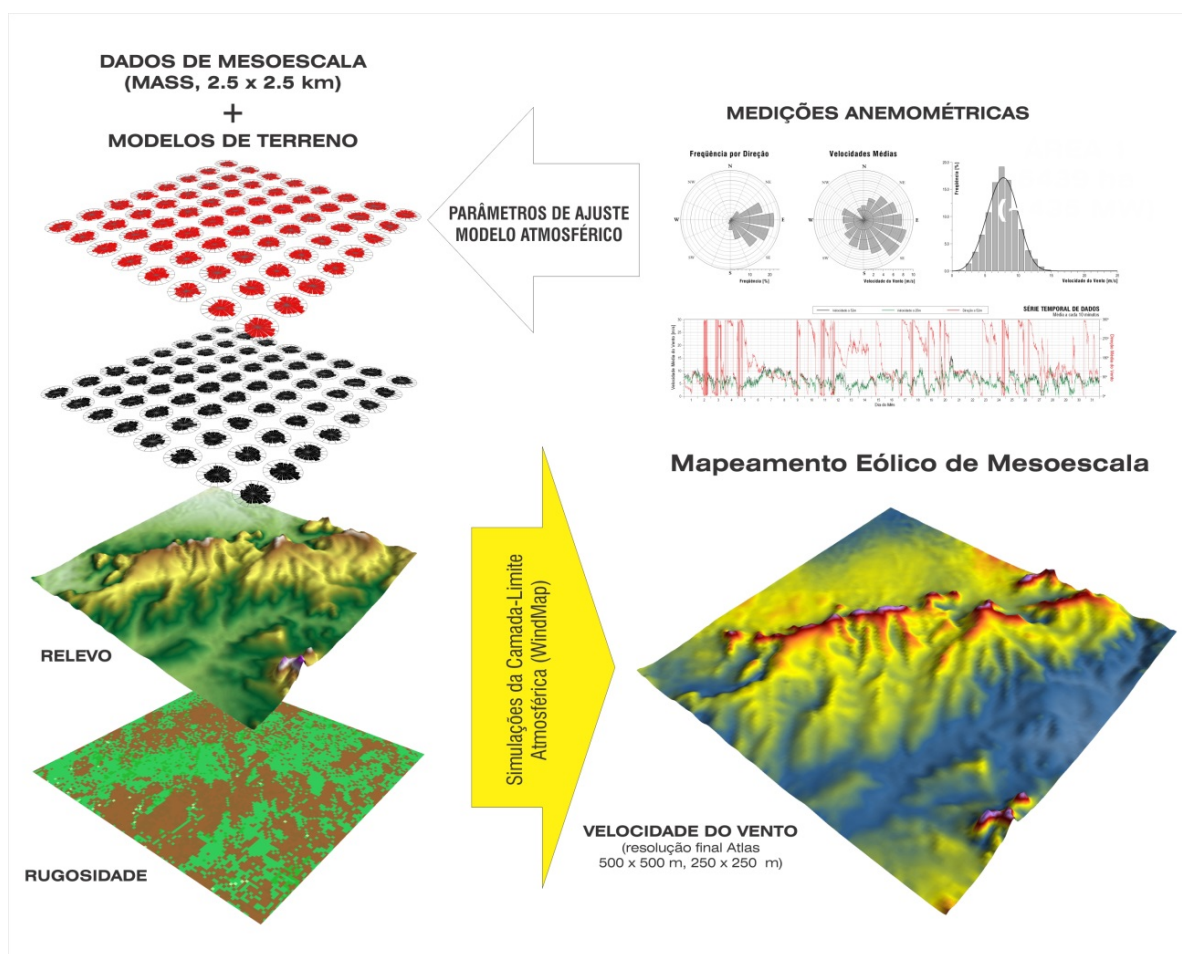
$$u(z) = \frac{u_*}{\kappa} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) - \Psi \left(\frac{z}{L} \right) \right]$$

Onde Ψ é uma função empírica da estratificação térmica da atmosfera (*Businger, 1973; Dyer, 1974*) e L é chamado de comprimento de estabilidade de *Monin-Obukhov*. O *WindMap* realiza, através da escolha de diferentes valores de L , a simulação das condições de atmosfera neutra, instável e estável.

Os parâmetros de estabilidade térmica vertical da atmosfera são estimados a partir dos resultados das medições anemométricas, complementadas com dados do modelo de mesoescala e utilizando procedimentos de caracterização do perfil vertical do vento.

As figuras a seguir apresentam um fluxograma e uma ilustração do processo de mapeamento.





Devido à grande demanda computacional, a simulação de mesoescala (MASS) para o Atlas Eólico devem ser realizadas por instituição ou empresa que possua ou tenha acesso a supercomputadores ou *cluster* com grande capacidade de processamento, enquanto que os ajustes no modelo de mesoescala e o mapeamento de microescala, devem ser realizados por empresa com notória experiência em mapeamentos regionais.

Os dados de vento validados das torres de medição (torres Sistema AMA e torres de projetos em desenvolvimento) servirão para ajustar os parâmetros e resultados do modelo de mesoescala, aumentando a acurácia dos resultados.

Visando avaliar a influência da sazonalidade e do regime diurno no potencial eólico, recomenda-se que as simulações sejam separadas em cinco casos característicos: anual, período seco, período úmido, dia e noite. As simulações dos casos período seco e período úmido devem ser realizadas com modelos de rugosidade distintos.

Essa separação na modelagem do regime de vento propicia o desacoplamento dos distintos mecanismos sinóticos e de mesoescala atuantes na dinâmica atmosférica, permitindo modelar, por exemplo, a produção de energia em locais cujo regime de ventos apresenta distribuição de Weibull bimodal.

WAsP

O *WAsP* (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) é um modelo numérico espectral de microescala desenvolvido pelo Departamento de Energia Eólica da Universidade Técnica da Dinamarca em 1987 com o intuito de formular o Atlas Eólico da Europa.

O sistema é um composto por um **modelo linear** proposto por Jackson-Hunt (*Troen, 1990*) que segue os princípios básicos de escoamento dentro da camada limite planetária, e por vários modelos de extrapolação horizontal e vertical da climatologia e recursos eólicos.

Para rodar o modelo os dados de entrada necessários são rosas-dos-ventos de direção e distribuição do vento separadas por setores de trinta graus, juntamente com os fatores de forma e escala da distribuição de Weibull por setor, e condições do terreno, como mapas locais de topografia, rugosidade e obstáculos.

Após a entrada dos dados de vento setorizados, o modelo aplica um fator corretivo aos histogramas baseado em algoritmos que levam em consideração os mapas locais para calcular a interferência dos obstáculos e a rugosidade a sotavento, que diretamente afeta o cálculo do recurso eólico.

Com esses dados, no próximo passo o modelo resolve as equações linearizadas de Navier-Stokes, que presumem um escoamento constante, advecção linear, considera somente turbulência de primeira grandeza e o relevo é tratado como uma simples perturbação de primeira ordem. **O modelo *WAsP* também presume que a atmosfera é estável e neutra, e que o vento é geostrófico, ou seja, que existe um equilíbrio entre o gradiente de pressão e a força de Coriolis.**

Na sequência, um modelo de perfil de logarítmico é usado para extrapolar a velocidade vertical que leva em consideração três variáveis: altura acima da superfície, rugosidade e a velocidade de fricção ou atrito, esta última que parametriza a força de resistência entre o escoamento do vento e a superfície.

Posteriormente, estes dados são utilizados para o cálculo do vento geostrófico através da lei de arrasto geostrófica, dada por:

$$G = \frac{u_*}{\kappa} \sqrt{\left[\ln\left(\frac{u_*}{f z_0}\right) - A \right]^2 + B^2}$$

Onde G é o vento geostrófico, u_* é a velocidade de fricção, f é o parâmetro de Coriolis, z_0 é a rugosidade e A e B são constantes empíricas ($A=1.8$ e $B=4.5$).

O modelo utiliza como parâmetro de controle para a extrapolação vertical através do perfil logarítmico o fluxo de calor da superfície, que é uma turbulência gerada pela diferença das forças de impulsão gerada pela distribuição heterogênea de massas de terra e água, vegetação e construções.

Este desvio é calculado através de uma simples ponderação de quadrados mínimos e serve como um ajuste para aproximar a solução para casos em que a atmosfera local não é estável.

Devido as linearizações das equações e todas as simplificações acima mencionadas, a acurácia dos resultados do modelo *WASP* é severamente comprometida nos cenários aonde o terreno é acidentado e possui morros e vales, que causam uma separação do escoamento. Esta separação gera turbulência e circulações locais de caráter térmico, que também afetam a estabilidade atmosférica neutra e contribuem para incertezas elevadas no modelo de vento. Por essas características intrínsecas, **o *WASP* não é adequado para modelagem em relevo complexo, como as regiões das grandes bacias eólicas no interior do Nordeste brasileiro.**

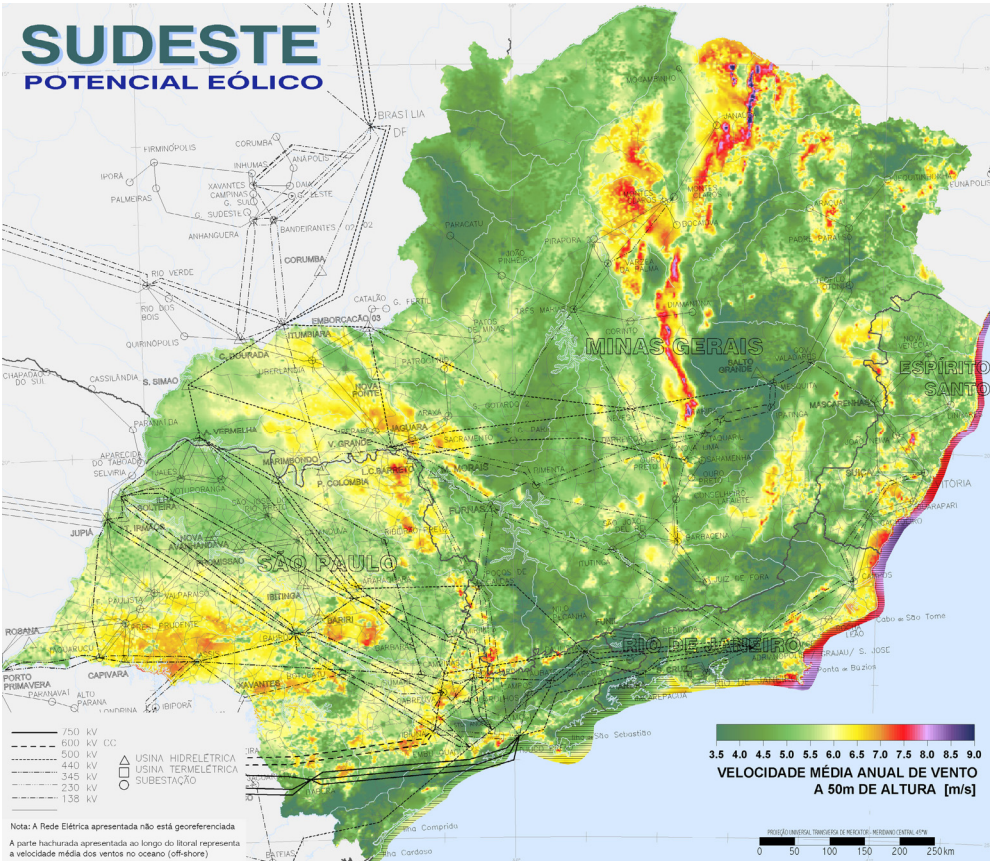
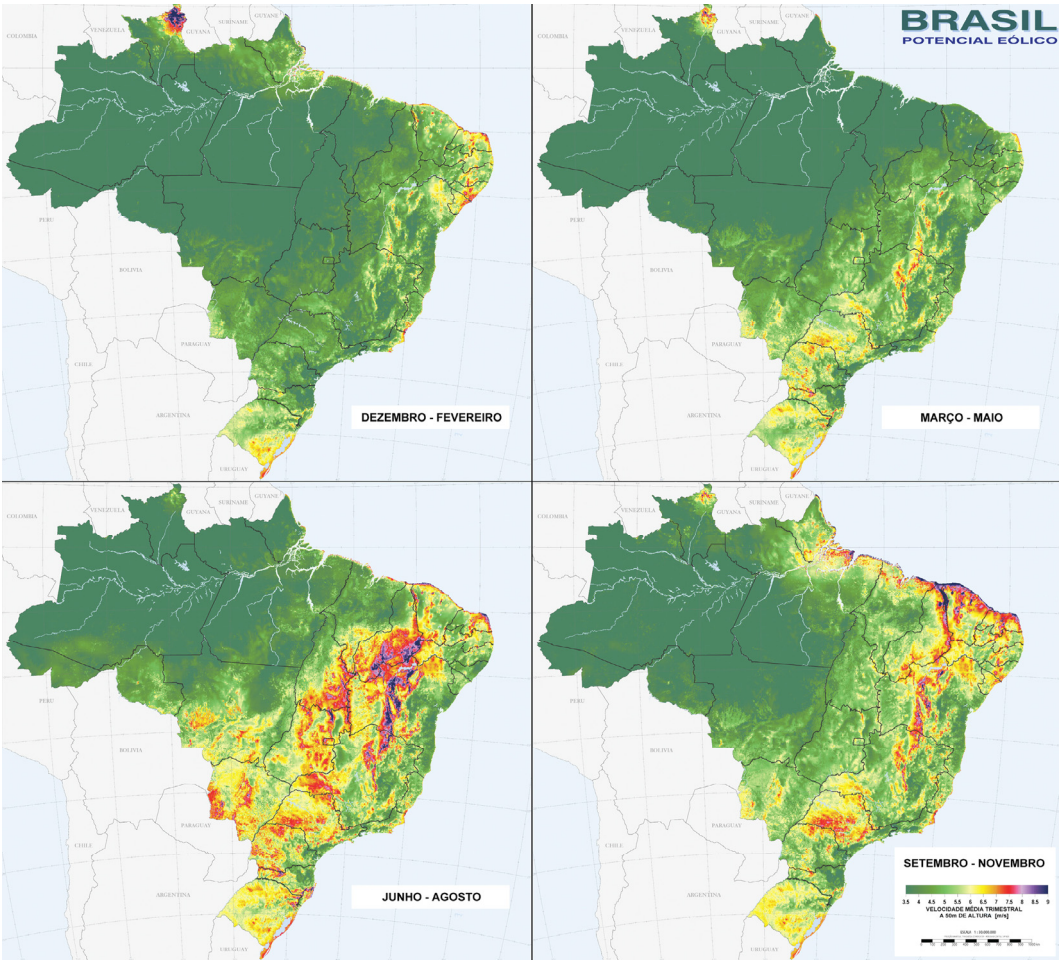
Mapas Eólicos: Velocidade Média Anual e Sazonal

Como resultado, serão apresentados **os mapas eólicos para todo o território brasileiro nas alturas de 50 (para comparação como Atlas de 2001), 100 e 150 metros: mapas de velocidade média anual, distribuição de Weibull, mapas de velocidade sazonal e diurna, e rosas-dos-ventos** (frequência de ocorrência e velocidade média por direção).

Adicionalmente, serão apresentados ainda os **mapas de vento sobre o oceano (mapas *offshore*)** nas alturas de 50, 100 e 150 metros, para profundidades entre 15 e 40 metros, sendo de utilidade para estudos ambientais, navegação e indústria petrolífera. Essa limitação de batimetria refere-se a atual tecnologia de transporte, instalação, fundeio e ancoragem dos aerogeradores *offshore*.

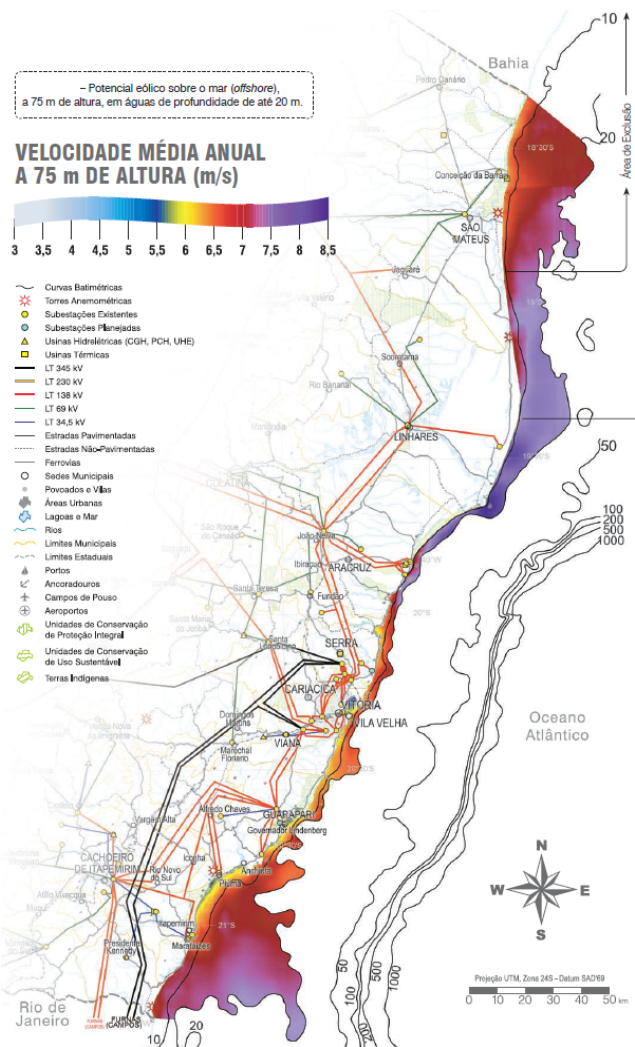
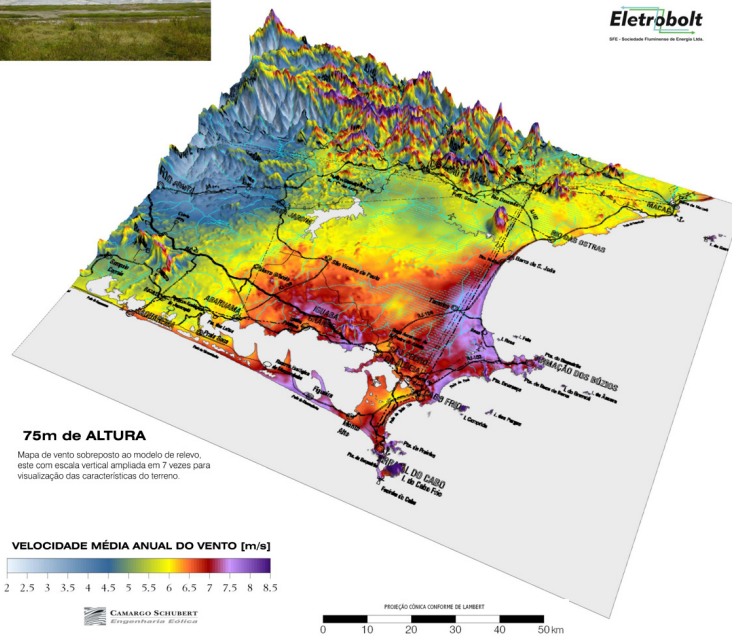
Os mapas serão apresentados também regionalmente, indicando-se as áreas mais promissoras por região.

Como exemplo, as figuras a seguir apresentam o mapa sazonal do Brasil e o mapa regional da região sudeste (Atlas Eólico Brasileiro, MME/2001), uma das áreas mais promissoras identificadas no Atlas Eólico do Rio de Janeiro (SEINPE/SFE/2002), e o mapa de vento offshore calculado para a Atlas Eólico do Espírito Santo (ASPE/2009).



**ÁREA 2: CABO FRIO E BÚZIOS,
REGIÃO DOS LAGOS**

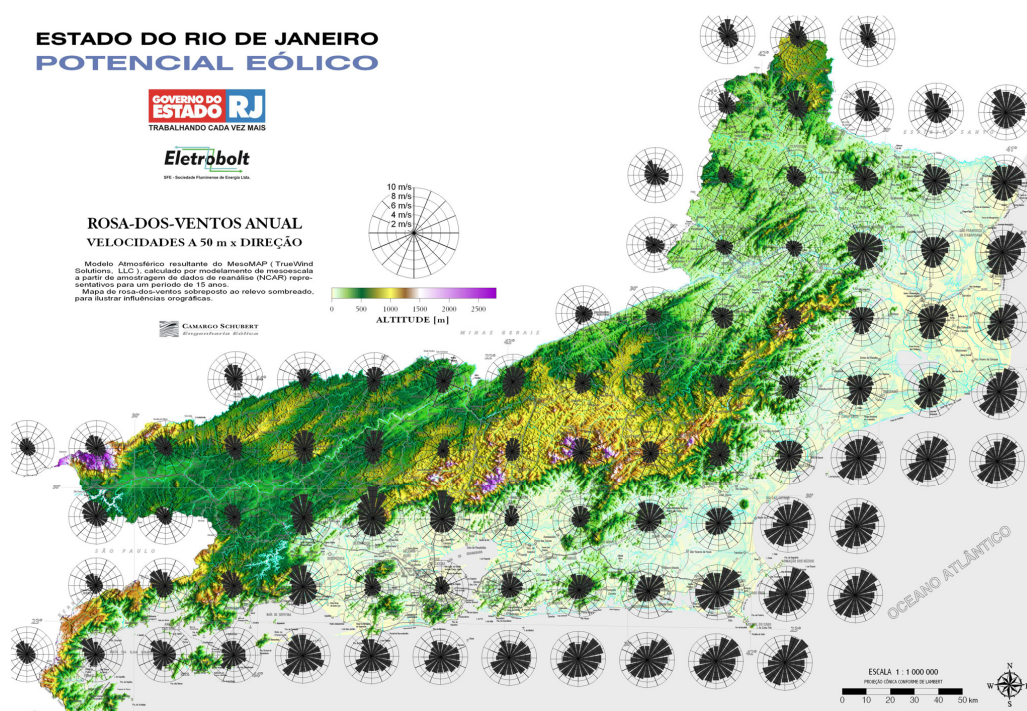
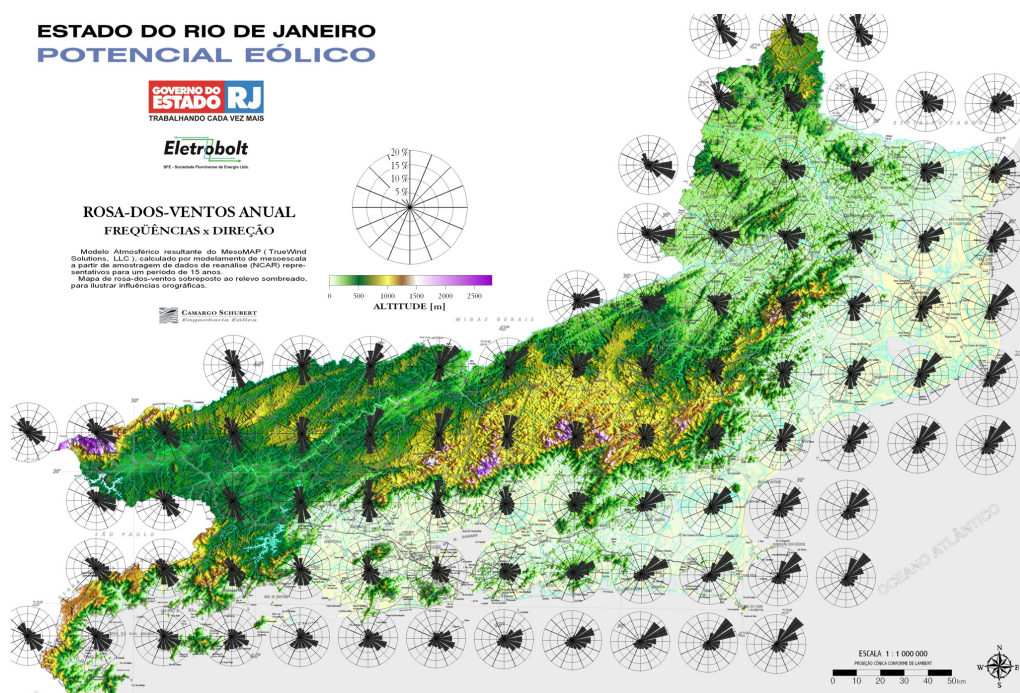
ESTADO DO RIO DE JANEIRO
POTENCIAL EÓLICO



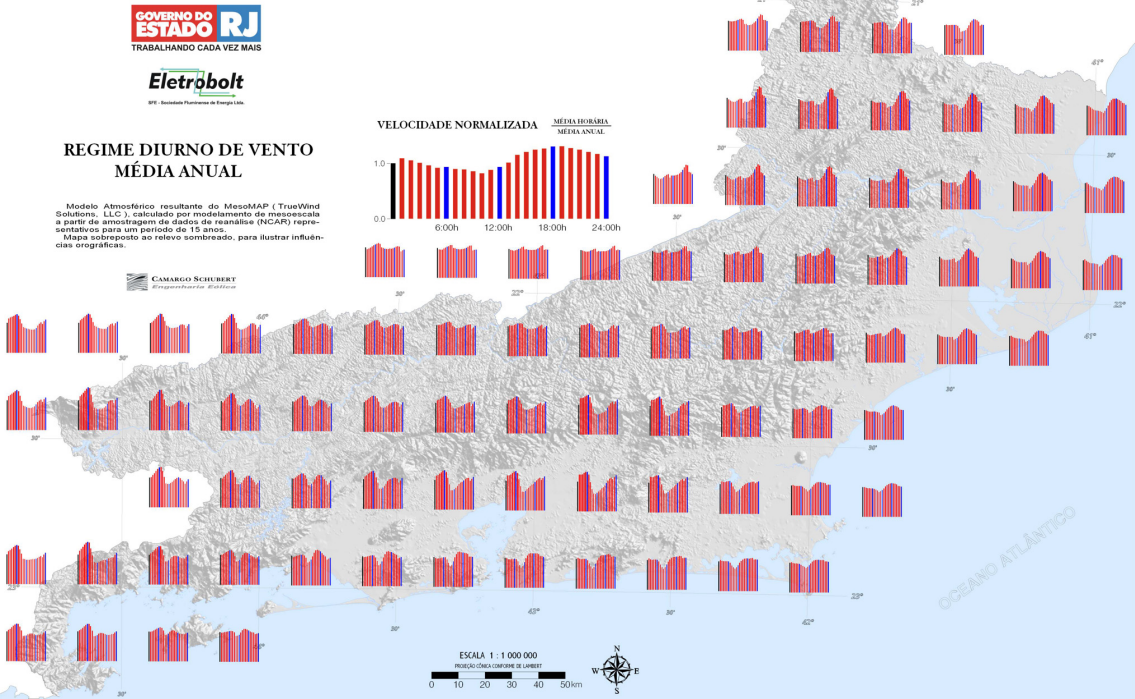
Mapas de Rosas-dos-Ventos, Distribuição de Weibull, Regime Diurno Anual, e Densidade de Energia

Visando a caracterização completa do regime de ventos sobre o Brasil, além dos mapas de velocidade média anual, serão apresentados também os mapas de Distribuição de Weibull (fator de forma, k), rosas-dos-ventos (frequência e velocidade média por direção), regime diurno anual normalizado, e fluxo ou densidade de potência eólica.

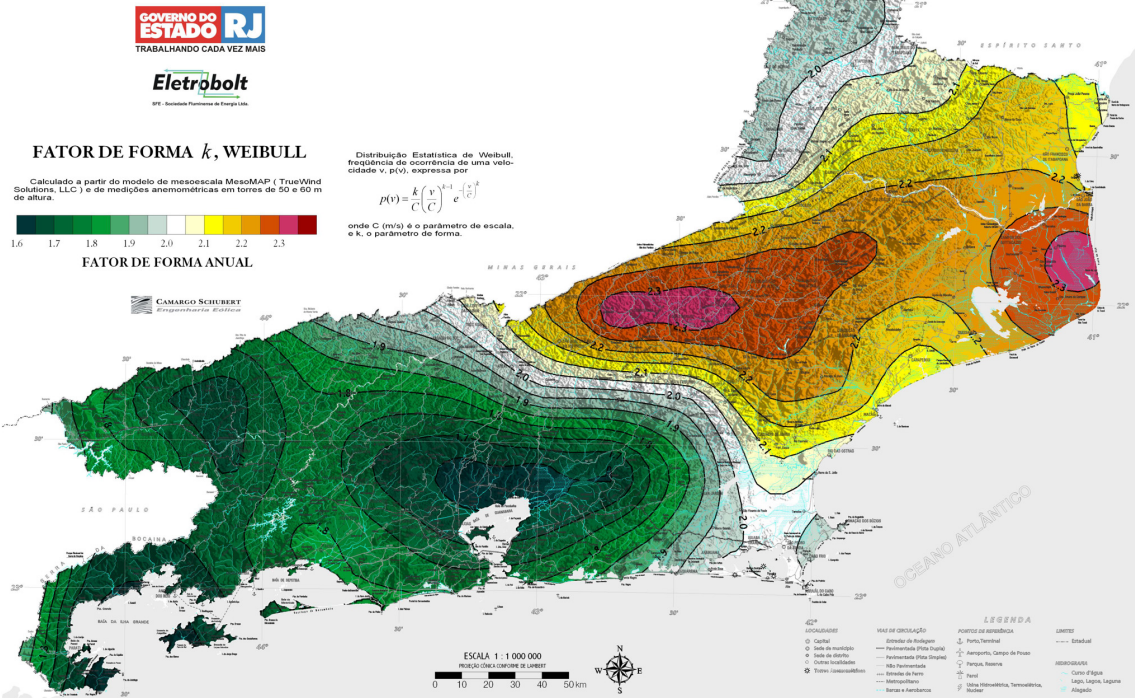
Como exemplo, as figuras a seguir apresentam os mapas calculados para o Atlas Eólico do Rio de Janeiro (SEINPE/SFE/2002).



ESTADO DO RIO DE JANEIRO
POTENCIAL EÓLICO



ESTADO DO RIO DE JANEIRO
POTENCIAL EÓLICO



3.5. Mapas Complementares: Temperatura, Densidade do Ar, Precipitação e Declinação Magnética

Além dos mapas eólicos, serão apresentados também mapas complementares de temperatura, densidade do ar, precipitação e declinação magnética.

Temperatura e Pressão: distribuição de temperatura e pressão anuais e sazonais pelo Brasil, com base em dados de estações meteorológicas e pluviométricas realizadas em todo o território nacional, considerando a influência do relevo conforme as equações da *ISA* (*International Standard Atmosphere*).^[10]

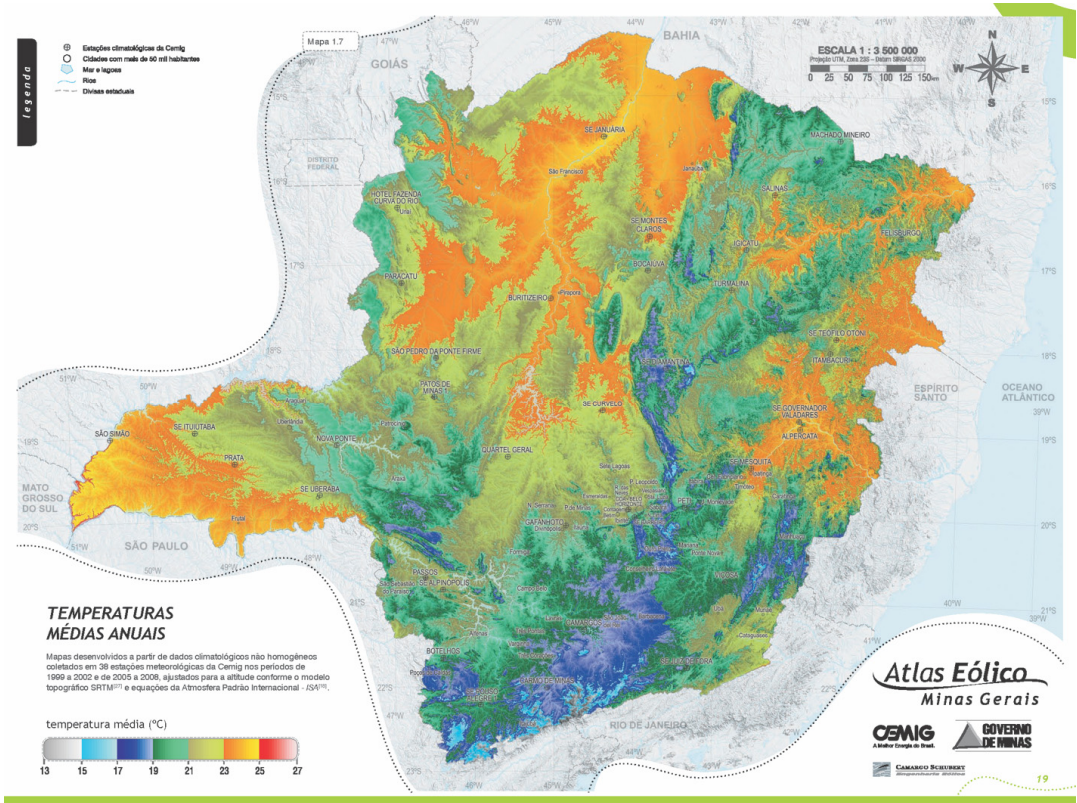
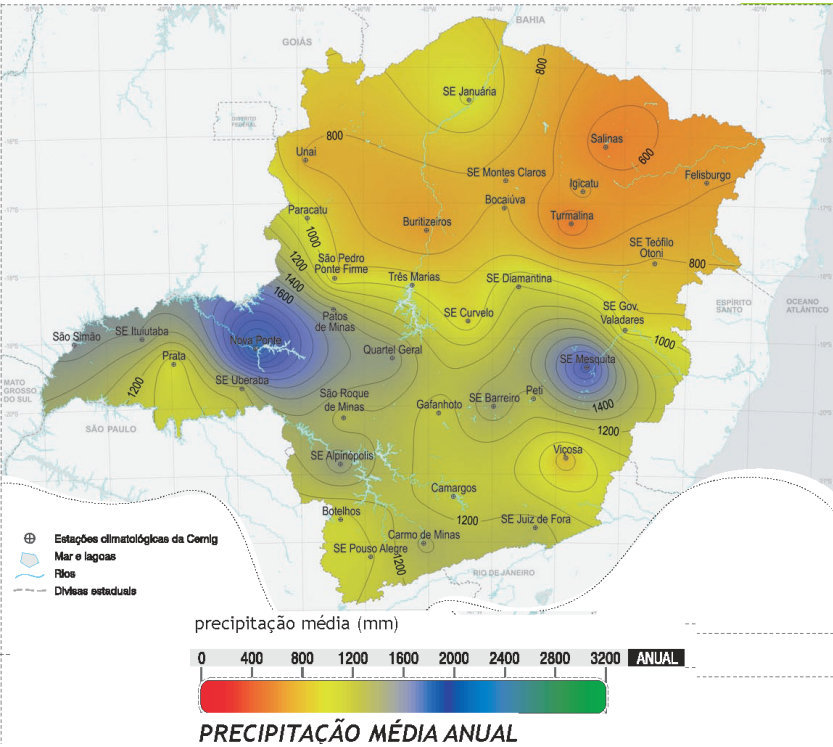
Precipitação: distribuição das precipitações anuais e sazonais pelo Brasil, com base em dados de estações meteorológicas e pluviométricas realizadas em todo o território nacional.

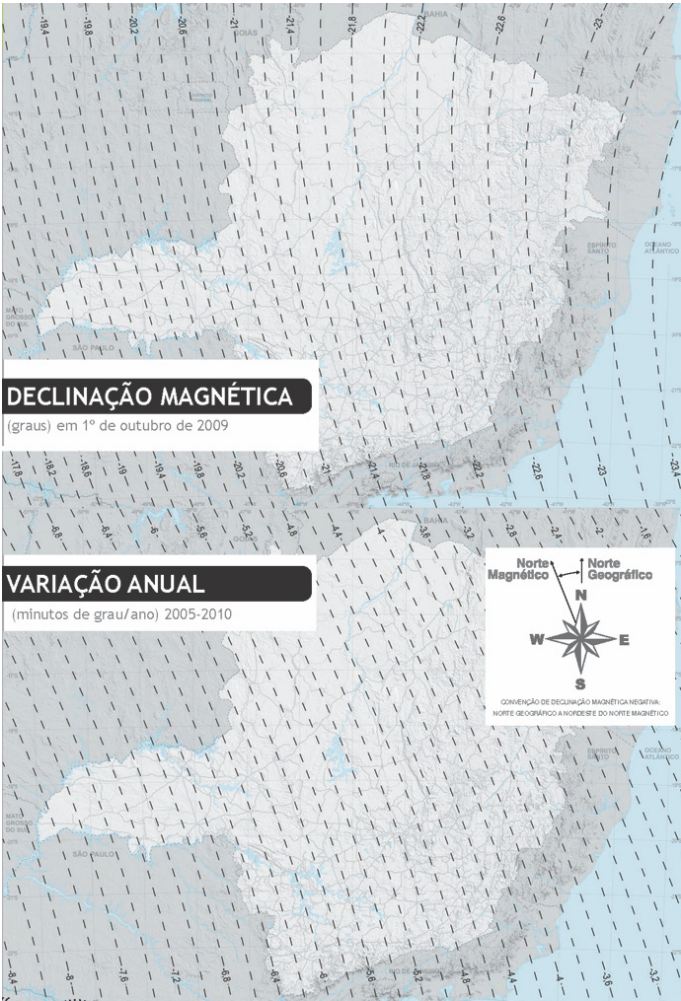
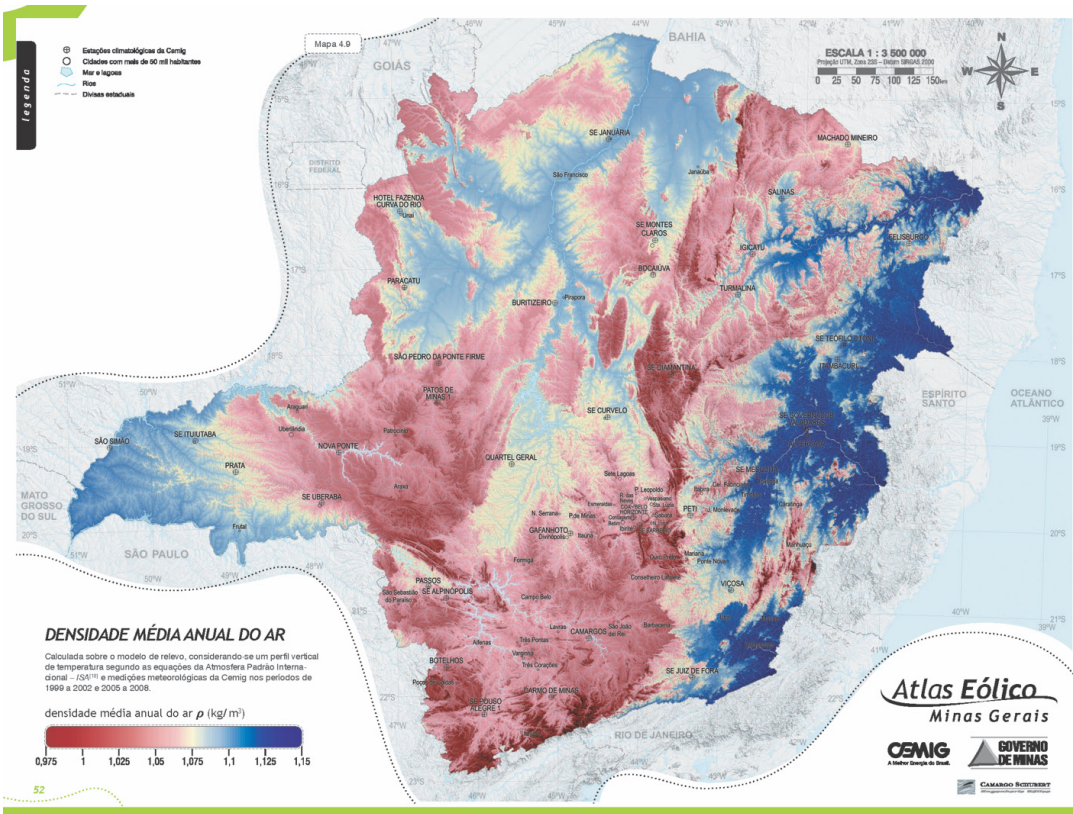
Para a elaboração dos mapas de precipitação, pressão e temperaturas, devem ser selecionadas as estações que apresentaram melhor representatividade estatística, excluindo-se as séries de dados com registros incompletos ou defeituosos. Os mapas devem apresentar a localização dos pontos de medição selecionados.

Densidade Média Anual e Sazonal do Ar: calculada sobre o modelo de relevo, considerando-se um perfil vertical de temperatura segundo as equações da Atmosfera Padrão Internacional – *ISA*^[10] e medições meteorológicas. A densidade média anual é utilizada para corrigir a curva de potência dos aerogeradores para as condições locais, no cálculo da produção de energia.

Declinação Magnética: recomenda-se que o mapa de declinação magnética seja calculado com base no modelo *IRGF* (*International Geomagnetic Reference Field*), adotado pela *IGA* (*International Association of Geomagnetism and Aeronomy*)^[11].

Como exemplo, as figuras a seguir apresentam os mapas anuais de precipitação, temperatura e densidade do ar, e declinação magnética calculados para o Atlas Eólico de Minas Gerais (CEMIG/2010).





3.6. Incertezas na Velocidade do Vento

Um aspecto fundamental na avaliação do recurso eólico e cálculo de produção de energia é a quantificação das incertezas na velocidade do vento. Como as variações na velocidade do vento são amplificadas ao converter-se em variações na energia gerada, é importante o conhecimento das incertezas dos resultados do mapeamento apresentado no Atlas e suas possíveis implicações para o futuro desenvolvimento de projetos.

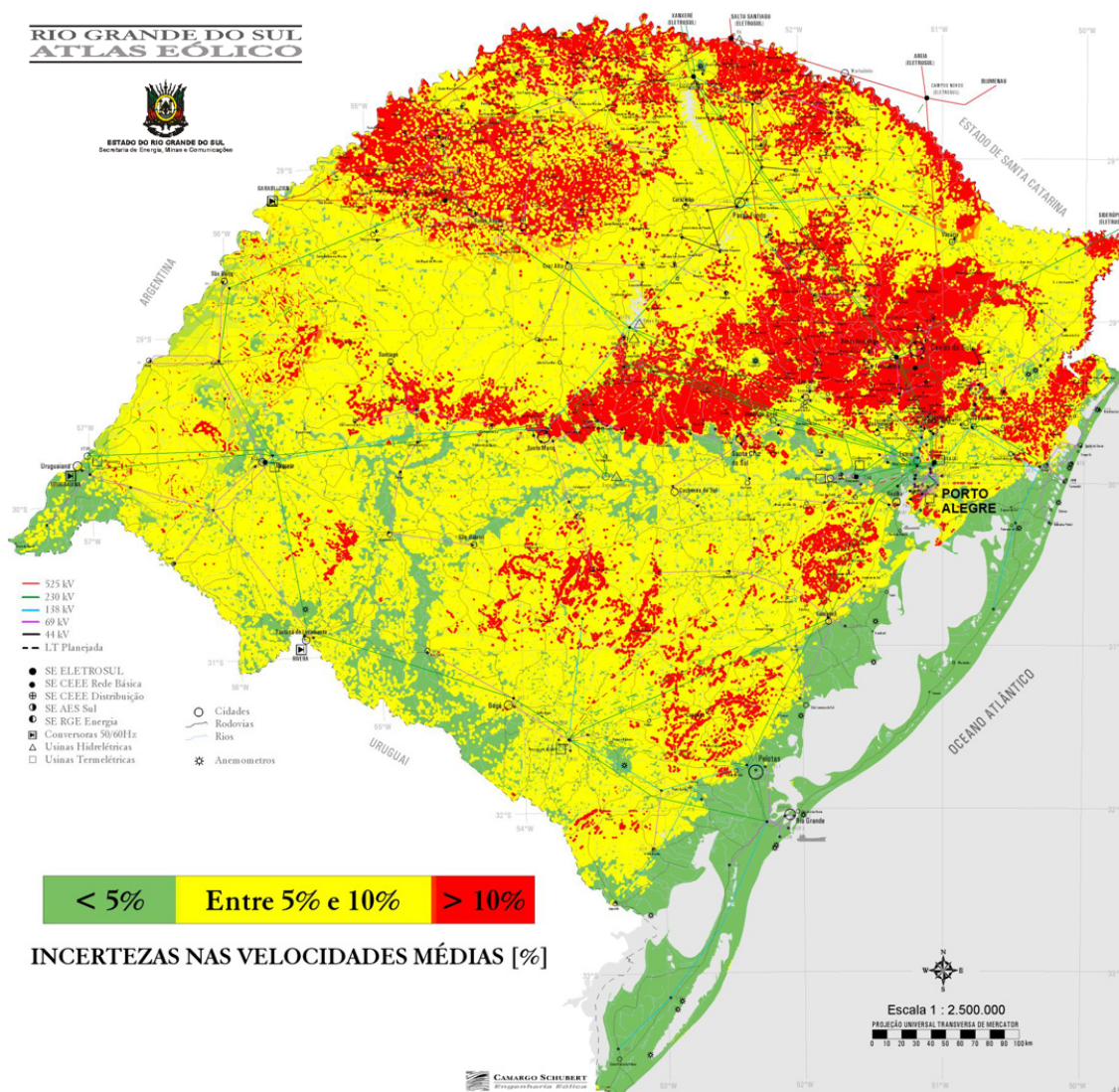
Ainda que o Atlas não seja destinado à validação de projetos, com o propósito de orientar os usuários a respeito da confiabilidade e adequado uso dos mapas, deve ser apresentado um mapa de incertezas da velocidade do vento.

A metodologia adotada para o cálculo das incertezas é similar à praticada na avaliação e certificação de projetos. As incertezas na velocidade do vento devem ser avaliadas como resultado da combinação das incertezas dos seguintes fatores: anemometria e medição do vento, extrapolação vertical, extrapolação horizontal e climatologia. O cálculo da incerteza de extrapolação horizontal deve considerar a densidade regional de torres anemométricas, a complexidade do terreno e a similaridade das condições de vento e topografia.

A incerteza padrão resultante (expressa em porcentagem) representa a variabilidade futura da velocidade do vento em relação à média anual de longo prazo, para um período de 20 anos.

Apesar da relativa alta resolução dos mapas eólicos (250 x 250 metros), deve-se levar em consideração que as velocidades do vento podem ter variações significativas entorno das médias apresentadas devido aos efeitos de subescala do relevo, rugosidade e obstáculos.

Como exemplo ilustrativo, a figura a seguir apresenta o mapa de incerteza padrão calculado para o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (SEMC/2002).



3.7. Condições Extremas de Vento: Mapas de Ventos Máximos

A estimativa dos ventos extremos é de fundamental importância no projeto e segurança das edificações e estruturas que sejam expostas à ação dos ventos atmosféricos. No Brasil, as diretrizes para cálculo dos efeitos do vento nas edificações foi padronizado pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), conforme os procedimentos descritos **nas Normas Brasileiras NB-599/1987 e NBR 6123/1988 "Forças Devidas ao Vento em Edificações"**.

Pela norma brasileira, as condições extremas de vento no território brasileiro foram determinadas a partir de séries de velocidades máximas com até 25 anos de abrangência (**medições entre 1950 a 1974**), medidas em **estações anemométricas de aeroportos (MAER/DPV)** em todo o Brasil.

A Norma Brasileira define a **velocidade básica do vento (Vo)** como a "máxima velocidade média medida sobre 3 segundos, que pode ser excedida em média uma vez em 50 anos, a 10 metros sobre o nível do terreno em lugar aberto e plano". A norma apresenta as isopletas de velocidade básica do vento para todo o território brasileiro, à qual se incorporam fatores decorrentes da **topografia (fator S1), rugosidade, dimensões da edificação e altura sobre o**

terreno (fator S2), e um fator estatístico (fator S3), na determinação da **velocidade característica do vento**, utilizada para cálculo dos esforços em edificações.

A norma brasileira utilizou **dados medidos entre 1950 e 1974**, época em que o **registro das estações ainda era feito manualmente e os equipamentos de medição não eram calibrados individualmente**. Além disso, as medições de aeroportos e estações meteorológicas são posicionadas **a baixa altura (até 10 metros) e muito próximas de obstáculos no seu entorno** (e.g. edificações e vegetação), contaminando as medições.

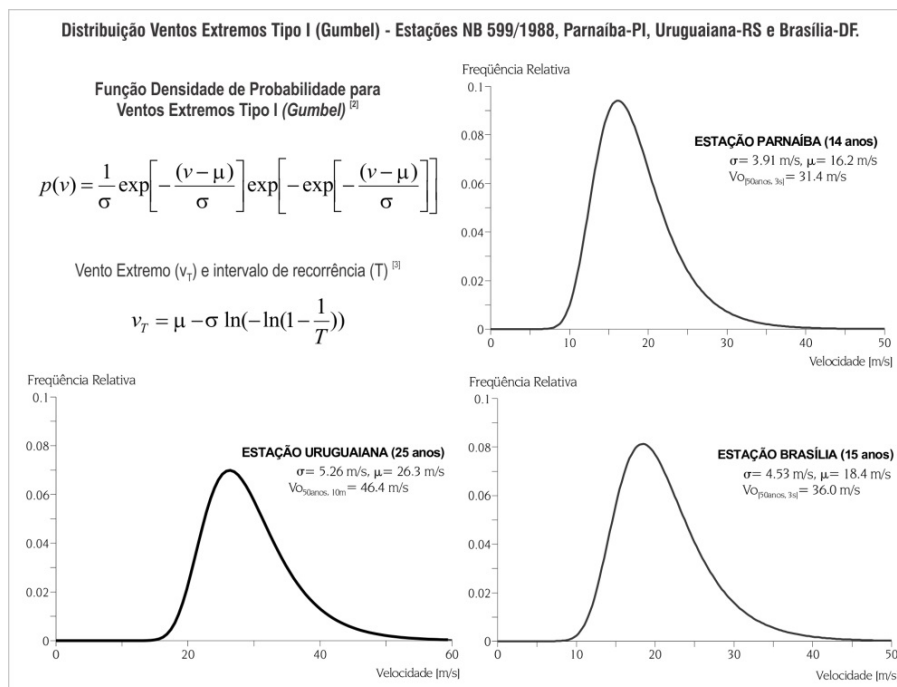
Considerando as deficiências das medições que basearam a norma brasileira, e que atualmente existem registros de centenas de torres anemométricas em operação com alturas entre 80 e 120 metros, equipadas com anemômetros calibrados em túnel de vento (padrão *MEASNET – International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy*), montados em conformidade com padrões internacionais (IEC 61400-12-1) e em operação em períodos que abrangem entre 3 e 7 anos nas principais bacias eólicas, propõe-se reavaliar os ventos máximos apresentados na norma.

A partir dessas séries de medição, são definidas as funções distribuição de probabilidade das velocidades máximas anuais (e.g. *Distribuição de Valores Extremos Tipo I ou Distribuição de Gumbel*) para distintos períodos de recorrência e probabilidades, e calculadas as **velocidades de referência** (máxima velocidade média de 10 minutos com período de recorrência de 50 anos, $V_{ref[10min, 50anos]}$) e as **rajadas máximas** (velocidade extrema medida sobre 3 segundos com período de recorrência de 50 anos, $Ve50[3s, 50anos]$) **na altura de 100 metros para o local**

das torres anemométricas disponibilizadas para análise (torres do Sistema AMA e de projetos em desenvolvimento)

Como exemplo de aplicação da metodologia, são apresentadas na figura ao lado as distribuições de ventos máximos (Tipo I, Gumbel) e

as velocidades extremas (rajada de 3 segundos) calculadas para um período de recorrência de 50 anos, calculadas para 3 estações apresentadas nas Normas Brasileiras NB-599/1987 e NBR-6123/1988.

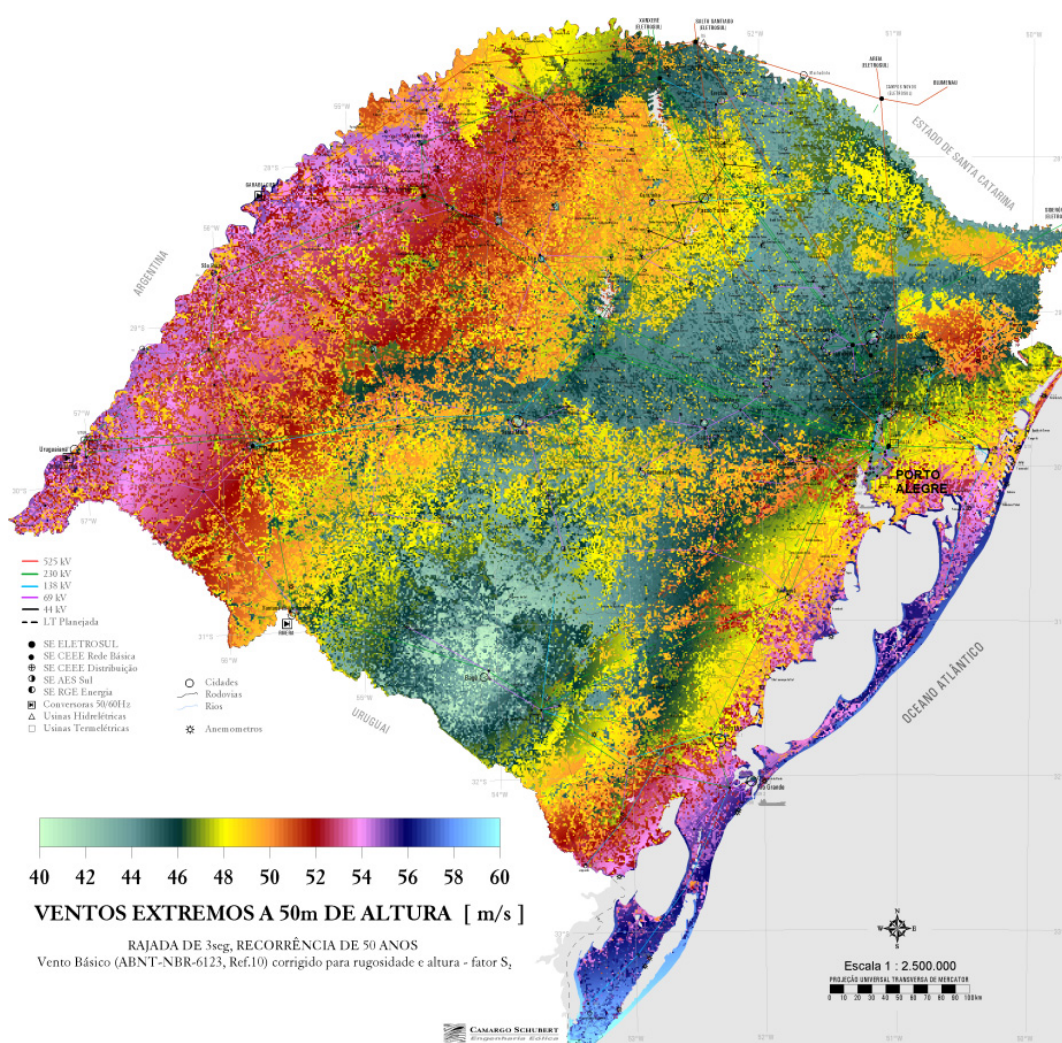


A partir das velocidades máximas no local das torres, complementadas pelas isopletras de velocidade básica do vento (V_0) definidas pela norma brasileira onde não existirem medições mais recentes, serão calculadas as **velocidades de referência (máxima velocidade média de 10 minutos com período de recorrência de 50 anos, $V_{ref(10min, 50anos)}$)** e as **rajadas máximas (velocidade extrema medida sobre 3 segundos com período de recorrência de 50 anos, $Ve_{50(3s, 50anos)}$)** nas alturas de 100 e 150 metros, para todo o território brasileiro.

Como exemplo de aplicação da metodologia, o mapa ao lado apresenta os ventos extremos calculados para o Estado do Rio Grande do Sul (*Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, SEMC-RS/Camargo-Schubert, 2002*).

As velocidades máximas de vento (V_{ref} e Ve_{50}) constituem-se um importante parâmetro para os estudos de adequabilidade das turbinas às condições de vento específicas de cada projeto, definidas pelas classes de turbinas conforme IEC 61400-1^[9].

Além disso, esses mapas poderão auxiliar **os projetos de edificações e estruturas de linhas de transmissão de energia**.



3.8. Potencial de Geração Eólica

O potencial eólico será calculado a partir da integração dos mapas de velocidades médias anuais, dia/noite, e período seco/úmido, utilizando-se recursos de geoprocessamento e cálculos de desempenho e produção de energia de usinas eólicas comerciais.

A metodologia busca representar o mais fidedignamente as condições reais de projetos no Brasil, considerando o maior número de premissas e informações disponíveis para a elaboração deste cálculo.

Os aerogeradores são projetados com determinados limites operacionais definidos pelo fabricante, caracterizados em função das condições de vento de cada sítio eólico. Devido às particulares condições de vento no nordeste brasileiro - com ocorrência de velocidades médias elevadas, baixa turbulência e ventos extremos de baixa intensidade e frequência -, os envelopes ou limites de operação das máquinas podem ser estendidos de forma a se aproveitar de forma mais eficiente o recurso eólico disponível. De modo a considerar esta prática para o cálculo da estimativa do potencial eólico será realizado o seguinte procedimento:

1. Cria-se um banco de dados com as curvas de potência dos aerogeradores utilizados nos projetos em desenvolvimento e operação no Brasil, de acordo com informações fornecidas pelos fabricantes e certificadores de curvas de potência. Estas curvas são então classificadas de acordo com sua aplicação em 3 classes de turbinas, definidas pela Norma *IEC 61400-12/2005:08 (Wind Turbines - Part 1: Design Requirements)* a partir da distribuição da velocidade do vento, intensidade de turbulência e velocidade de referência (máxima velocidade com média de 10-minutos com recorrência de 50 anos): mais baixo (Classe III), moderado (Classe II) e alto (Classe I) - sempre respeitando-se o envelope ou limite operacional e a aplicabilidade das máquinas para as condições de vento e densidade do ar locais.
2. Ferramentas de geoprocessamento permitem **excluir dos cálculos de integração áreas onde o desenvolvimento de parques eólicos é impossibilitado, a citar: áreas com restrições ambientais (unidades de conservação), de infraestrutura (áreas de difícil acesso para construção), sociais (terras indígenas, quilombos, assentamentos agrícolas), patrimônio histórico nacional, rios e áreas alagadas, estradas, linhas de transmissão, concentrações urbanas e qualquer localidade registrada pelo IBGE.**
3. Utilizando-se de dados reais de projetos e de parques eólicos em diversas regiões do Brasil, pode-se estimar a taxa média de ocupação do terreno efetivamente utilizada nas áreas propícias para o aproveitamento eólico. **Estima-se atualmente uma taxa de ocupação de 2,6 MW/km², com base em grandes complexos eólicos atualmente em fase de desenvolvimento e construção no interior do Brasil.**
4. Para a integração da produção energética, todas as áreas com velocidade igual ou superior a 6,0 ou 7,0 m/s são consideradas em faixas de 0,5 m/s e o fator de

- capacidade médio para as áreas correspondentes a cada faixa de velocidade é calculado corrigindo-se as curvas de potência para a densidade do ar no local.
5. A distribuição estatística da velocidade do vento considera os fatores de forma de Weibull locais.
 6. As curvas de potência e distribuição de vento são integradas, resultando na geração bruta de energia.
 7. Finalmente, são levadas em conta as **perdas na geração devido às indisponibilidades de usina, perdas aerodinâmicas, perdas por degradação das pás e desempenho, e perdas elétricas**. Valores típicos desses fatores de perdas são: **95% de disponibilidade média de usina e rede elétrica, entre 92 e 94% de eficiência aerodinâmica, 3% de perdas elétricas até o ponto de conexão, e 1,3% de perdas por degradação das pás e perdas de desempenho de operação.**

Os resultados da integração dos mapas e o potencial eólico são calculados por faixa de velocidade e cumulativamente, sendo apresentados em tabelas. Como exemplo, a tabela ao lado apresenta os resultados da integração cumulativa do potencial eólico do Estado do Rio Grande do Sul (*Atlas Eólico do Rio Grande do Sul, SEMC-RS/Camargo-Schubert, 2002*).

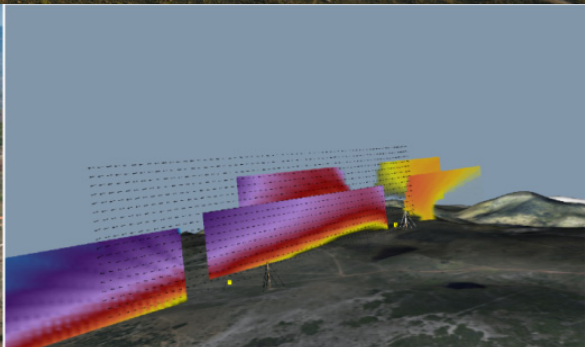
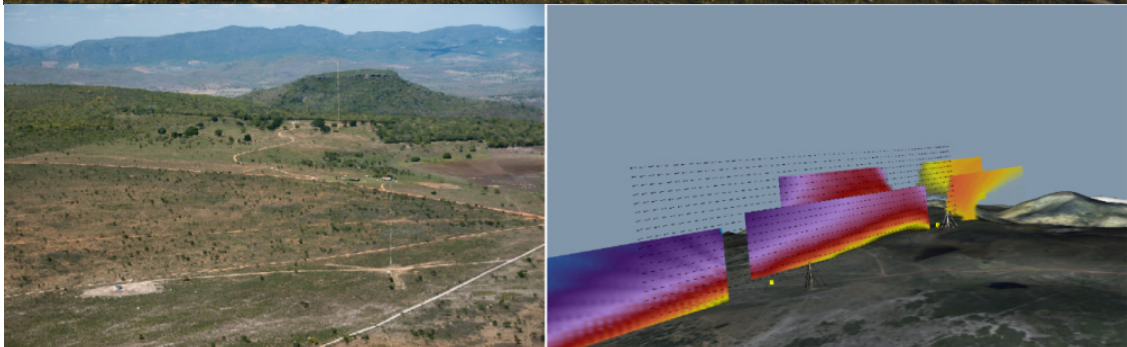
Os resultados da integração cumulativa fornecerão o panorama mais completo e detalhado do potencial eólico nacional e regional, identificando as áreas mais promissoras e atualizando o montante de capacidade instalável e geração para as alturas de 50, 100 e 150 metros sobre o terreno.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL POTENCIAL EÓLIO-ELÉTRICO ANUAL				
SOLO FIRME (<i>Onshore</i>)				
	VENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTÊNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
100m	6.0-6.5	57 776	86.66	116.87
	6.5-7.0	96 247	144.37	243.56
	7.0-7.5	55 102	82.65	167.19
	7.5-8.0	18 397	27.60	66.00
	8.0-8.5	3 068	4.60	12.85
	8.5-9.0	228	0.34	1.07
	> 9.0	2	0.003	0.01
100m	> 6.0	230 820	346.23	607.55
	> 6.5	173 044	259.56	490.68
	> 7.0	76 797	115.19	247.11
	> 7.5	21 695	32.54	79.93
	> 8.0	3 298	4.94	13.93
	> 8.5	230	0.34	1.08

Atualização Periódica

Recomenda-se que o Atlas Eólico tenha uma atualização periódica, a cada período de 5 anos, em função do contínuo desenvolvimento e melhoria das novas ferramentas e metodologias de mapeamento, evolução tecnológica das turbinas eólicas, novas tecnologias de medição: *LIDAR (Light Detection and Ranging)* e *SODAR (Sonic Detection And Ranging)*, além de dados históricos de parques eólicos em operação.

Equipamento Lidar instalado sobre Trailer de transporte efetuando medições no estado da Bahia. (0057-ZigKoch.JPG) / Panorama aéreo da região de medição e modelo digital do terreno com destaque para as medições remotas (05-d- DSC_7753.NEF - Zig Koch.JPG , 06-a- DSC_9103.NEF-ZigKoch.JPG



3.9. Documentação Fotográfica

A fim de ilustrar locais identificados como mais promissores para o desenvolvimento de projetos de produção de energia elétrica a partir de fonte eólica, recomenda-se que sejam feitos registros de imagens aéreas por fotógrafo profissional especializado. As imagens serão

inclusas em todo o material de divulgação do Atlas Eólico, servindo como ferramenta orientativa para investidores e proporcionando maior visibilidade aos produtos finais.



Complexo Eólico Sento Sé 90MW (EOL São Pedro do Lago, EOL Pedra Branca e EOL Sete Gameleiras). Foto: BRENNAND Energia

Para esta etapa, devem ser previstos custos de fretamento de aeronave por 3 a 4 semanas, de modo a percorrer e documentar as regiões mais promissoras identificadas no Atlas.

3.10. Atlas Eólico (Livro, Mapa de Parede, CD-Rom ou Pen-Card)

Visando proporcionar maior visibilidade ao trabalho, os resultados do mapeamento serão consolidados na forma de um **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – 2014/2015**, apresentado na forma de livro, mapa de parede e mídias digitais (CD-Rom ou Pen-Card), com o seguinte conteúdo:

- introdução com informações geográficas relevantes para o planejamento energético: população, divisão política, consumo de energia, sistema elétrico (geração, transmissão e subestações), rodovias, restrições ambientais;
- informações da matriz energética brasileira e contribuição da geração eólica;
- considerações acerca das limitações dos resultados apresentados e incertezas associadas;
- descrição da metodologia e modelos utilizados: modelos digitais de relevo e rugosidade;
- medições anemométricas – localização e descrição das estações utilizadas para validar o mapeamento, documentação e resultados;

- **mapas eólicos de velocidade média anual do vento nas alturas de 50, 100 e 150 metros**, parâmetros da Distribuição de Weibull, rosas-dos-ventos (frequências de ocorrência e velocidades médias por direção), sazonalidade e regimes diurnos (este último, a partir dos dados anemométricos). Os mapas temáticos eólicos serão apresentados na resolução final de 500 x 500 m, ou 250 x 250 metros para as áreas mais promissoras;
- serão apresentados também os **mapas de vento sobre o oceano** para profundidades entre 15 e 40 metros: mapas de vento *offshore* nas alturas de 50, 100 e 150 metros;
- análises e diagnósticos: **potencial de geração eólio-elétrica integrado por faixas de velocidade do vento**; indicação das áreas mais promissoras para desenvolvimento de projetos eólicos no Brasil;
- tecnologias atualmente disponíveis para produção de energia elétrica com recurso eólico;
- mapas complementares: temperatura e densidade média anual do ar; declinação magnética;
- fotos aéreas dos locais mais promissores para aproveitamentos eólicos;

Solicita-se que a EPE forneça com antecedência as informações que serão incorporadas aos mapas temáticos, bem como ao material complementar do livro: bases digitais referenciadas, balanço energético nacional (informações sobre consumo e produção energética) e dados meteorológicos (precipitação e temperatura).

A elaboração do conteúdo, forma e *layout* do atlas eólico (livro) e mapa de parede deverão ser realizados pela mesma empresa que execute os serviços do Atlas.

O Atlas deverá ser apresentado também em mídias digitais CD-ROM ou Pen-Card, sendo desenvolvido em “html” ou outra linguagem similar, de modo que seu conteúdo possa também ser disponibilizado em página de internet.

Os principais mapas eólicos também deverão ser fornecidos em formato eletrônico compatível com visualização no *software* Google Earth (imagens em escala de cores).

4. Bibliografia

- [1] NB 599/1987, NBR 6123/1988 "Forças Devidas ao Vento em Edificações", ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, Junho 1988.
- [2] Simiu, E., Scanlan R. H., "Wind Effects on Structures". John Wiley & Sons, Inc. 1978.
- [3] Mayne, J. R., "The Estimation of Extreme Winds". Journal of Industrial Aerodynamics, Volume 5 (1979) 109-137. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam. 1979.
- [4] AMARANTE, O . A.; BROWER, M.; ZACK, J. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. [s.l.] MME/ELETROBRÁS/CEPEL, 2001. .
- [5] BROWER, M.; BAILEY, B.; ZACK, J. **Micrositing Using de MesoMap System**American Wind Energy Association, , 2002. Disponível em: <<http://www.truewind.com>>.
- [6] PHILLIPS, G.T. **A Preliminary User's Guide for the NOABL Objective Analysis Code**U.S. Department of Energy, , abril. 1993. .
- [7] BROWER, M. **WindMap**. [s.l.] Brower & Company, [s.d.].
- [8] STULL, R. B. **An Introduction to Boundary Layer Meteorology**Atmospheric Sciences Library. Kluwer Academic Publishers, , 1991. .
- [9] IEC, International Electrotechnical Commission, IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines, Rules and Procedures. <http://www.iec.ch>. IEC 61400-1 (Wind Turbines. Part 1: Design Requirements), Third Edition, 2005-08.
- [10] NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration; Nasa - National Aeronautics and Space Administration. U.S. Standard Atmosphere. Washington, D.C., 1962.
- [11] IAGA - International Association of Geomagnetism and Aeronomy. IGRF - International Geomagnetic Reference Field - version 10 (1900-2010). Modelo implementado no programa Geomag 6.1. Disponível em: < <http://www.ngdc.noaa.gov/IAGA/vmod>.
- [12] Odilon A. C. Amarante, Fabiano J. L. Silva, Michael Brower, Luiz A. J. Procopiak, Dario J. Schultz and Wolmer R.Zanin. **Validation of a Mesoscale Model in Complex Terrain in Southern Brazil**, DEWEK 2004.
- [13] Odilon A. C. Amarante, Fabiano J. L. Silva, Emerson Parecy, Luiz A. J. Procopiak, Roger P. Dorweiler, Dario J. Schultz, Marcelo L. de Souza and Sérgio M. da Anunciação. **Wind Energy Resource Atlas of State of Paraná, Brazil: Revising the 1999-Results with New Measurements and Mesoscale Modelling**, DEWEK 2006.
- [14] Dario J. Schultz, Wolmer R. Zanin (COPEL), Odilon A. C. Amarante, Fabiano J. L. Silva, Luiz Gonzaga Rios-Filho (Camargo-Schubert), Luiz A. J. Procopiak (LACTEC). **Desenvolvimento de uma Metodologia para Avaliação de Recursos Eólicos, XVIII SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, 16 a 21 de Outubro de 2005.

[15] AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. J. L. da; CUSTÓDIO, R. S.; GRAVINO, N. Atlas Eólico do Rio Grande do Sul. SEMC/RS, ago. 2002.

[16] AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. J. L. da. RIOS FILHO, L. G. Estado do Rio de Janeiro – Atlas Eólico. Secretaria de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo. Rio de Janeiro, 2003.

[17] AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. J. L. da; ANDRADE, P. E. P. de. Atlas Eólico do Espírito Santo. Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo. Vitória, 2009.